

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
НАУКИ ИНСТИТУТ НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи

ТЕРЕНТЬЕВА Александра Станиславовна

**АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ СЕКТОРА
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ В УСЛОВИЯХ
НОВЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ МЕХАНИЗМОВ**

Специальность 5.2.3. – Региональная и отраслевая экономика
(специализация – экономика промышленности)

**Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук**

Научный руководитель:

кандидат экономических наук
Семикашев Валерий Валерьевич

Москва 2024

Оглавление

Введение	4
1. Анализ функционирования и оценка перспектив развития централизованного теплоснабжения в России	11
1.1. Место теплоснабжения в ТЭК и экономике и варианты организации теплоснабжения	11
1.2. Обзор литературы о роли и состоянии централизованного теплоснабжения в России	16
1.2.1. Системные исследования в энергетике как теоретическая основа исследования	16
1.2.2. Анализ состояния отрасли теплоснабжения в России	20
1.2.3. Реформирование отрасли теплоснабжения в России	23
1.3. Проблемы статистического представления отрасли централизованного теплоснабжения	26
1.4. Анализ состояния и проблем централизованного теплоснабжения в России	28
1.4.1. Цены (тарифы) на топливо и тепло	31
1.4.2. Недостаточность инвестиционных ресурсов	34
1.4.3. Изношенность инфраструктуры	35
1.4.4. Характеристика эффективности работы систем централизованного теплоснабжения	36
1.4.5. Убыточность сферы централизованного теплоснабжения	38
1.4.6. Анализ функционирования ТЭЦ	39
1.5. Анализ структурной перестройки сектора централизованного теплоснабжения в 2000-2022 гг.	43
1.5.1. Анализ трансформации сектора теплоснабжения и факторы его определившие	43
1.5.2. Анализ институциональной перестройки в сфере теплоснабжения (перестройки структуры собственности)	47
1.6. Анализ состояния теплоснабжения в регионах России	50
1.6.1. Тенденции в сфере производства тепла в федеральных округах России	50
1.6.2. Тенденции в сфере передачи и распределения тепла в федеральных округах России	55
1.6.3. Финансовое состояние СЦТ в разрезе федеральных округов России	58
2. Разработка модели сектора централизованного теплоснабжения	61
2.1. Анализ проблем статистики и согласования балансов производства и потребления тепловой энергии, расходуемого на эти цели топлива и финансового баланса отрасли	61
2.1.1. Методические подходы (методика) построения балансов производства и потребления тепла, расхода топлива и финансового баланса отрасли	61
2.1.2. Построение трех взаимосвязанных балансов в рамках модели	64
2.2. Описание модели отрасли централизованного теплоснабжения, учитывающей новые инструменты развития отрасли, и логики прогнозных расчетов	70
2.2.1. Схема разработанной модели отрасли централизованного теплоснабжения	70
2.2.2. Описание параметров модели и логики их формирования на прогнозном периоде	73
2.2.3. Описание счета модели	75
2.3. Инвестиционные механизмы в теплоснабжении	79
2.3.1. Ценообразование в теплоснабжении в мире	79
2.3.2. Ценообразование в теплоснабжении в России	81
2.3.3. Новые инвестиционные механизмы в теплоснабжении в России	81
2.4. Анализ проектов по переходу муниципалитетов в ценовые зоны теплоснабжения	83
3. Прогноз развития отрасли теплоснабжения при различных вариантах реализации инвестиционных инструментов в отрасли	90
3.1. Описание сценариев развития сектора централизованного теплоснабжения	90
3.2. Результаты прогноза развития сектора теплоснабжения и их интерпретация	94
3.3. Меры экономической политики для реализации сценария модернизации сектора централизованного теплоснабжения	99
3.3.1. Возможные направления политики в сфере теплоснабжения в разных сценариях	99

3.3.2. Обоснование мер политики в сценарии модернизации теплоснабжения и увеличении доли ТЭЦ.....	101
3.3.3. Эффекты на экономику от инвестиционного развития отрасли централизованного теплоснабжения	104
Заключение	107
Список литературы	110
ПРИЛОЖЕНИЯ	127
<i>Приложение 1. Анализ опыта организации теплоснабжения в разных странах</i>	127
<i>Приложение 2. Анализ проектов концессий в сфере теплоснабжения</i>	132
<i>Приложение 3. Анализ опросов домохозяйств о качестве теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения</i>	134
<i>Приложение 4. Входные и выходные параметры сценариев</i>	138
<i>Приложение 5. Логика построения финансовых балансов в сценариях.....</i>	139
<i>Приложение 6. Результаты прогноза сектора централизованного теплоснабжения.....</i>	140
<i>Приложение 7. Предлагаемое ранжирование регионов по состоянию СЦТ (данные за 2020 г.)</i>	144

Введение

Актуальность темы исследования. Сектор централизованного теплоснабжения (ЦТ) является значимой частью российской экономики, как по размеру выручки (сопоставим с 0,7-1,0% ВВП), так и с точки зрения участия в обеспечении работы экономики и потребностей населения в тепле в условиях холодного климата и продолжительного отопительного сезона на большей части территории страны. Он обеспечивает 80% совокупного производства и потребления тепла в стране, а остальная часть тепла производится в рамках децентрализованного и автономного теплоснабжения. Сектор централизованного теплоснабжения в России – крупнейший в мире, который по объему производства тепла превосходит Китай в 1,5 раза и Данию (наиболее прогрессивная западная страна с развитым централизованным теплоснабжением и относительно холодным климатом) в 35-40 раз.

Действующую систему организации и текущее состояние сектора теплоснабжения можно охарактеризовать рядом взаимосвязанных негативных факторов и тенденций: неблагоприятное состояние систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) в большей части регионов страны, которое ухудшается (растет изношенность оборудования, большие потери в теплосетях; отсутствие роста КПД (коэффициента полезного действия) в котельных и повышения доли теплофикационной выработки); относительно низкое качество теплоснабжения в сегменте ЦТ (по оценкам на основе данных Обследования бюджетов домашних хозяйств (ОБДХ) половина населения обеспечены комфортным теплоснабжением); отсутствие стимулов для повышения эффективности в пределах доступного технологического уровня и недостаточность инвестиций. В том числе из-за преобладания в тарифном регулировании метода экономически обоснованных расходов (затрат), при котором цена на тепло рассчитывается как отношение суммы затрат на производство и реализацию тепловой энергии на полезный отпуск тепла. Такой подход не дает стимулов теплоснабжающим компаниям для снижения затрат и возможности окупить инвестиции. Все эти факторы не позволяют отрасли развиваться эффективно.

В секторе централизованного теплоснабжения существует значимый потенциал повышения эффективности (до 26% потребляемого топлива [165]; потенциал сокращения затрат может составлять до 30-40% в отдельных СЦТ [176]), который не может быть реализован в текущих институциональных условиях в большинстве регионов и городов. Кроме того, есть существенный потенциал сокращения выбросов от деятельности теплоснабжения (до 39% - в сегменте электростанций, где доля ТЭЦ занимает порядка 66%, до 19% - сегменте ЖКХ (здания) до 2060 г. [179]).

Существуют проблемы в статистических данных, характеризующих состояние отрасли (статформы, характеризующие состояние теплоснабжения противоречивы, происходили

преобразования статистических форм, подробнее о которых написано в тексте диссертации).

В 2018 г. был введен новый инвестиционный инструмент для развития отрасли – ценовые зоны теплоснабжения (ЦЗ) (механизм альтернативной котельной – альткотельной). Они позволяют функционировать СЦТ на более либеральных условиях: свободное тарифообразование с ценовым потолком, ответственность единой теплоснабжающей организации (ЕТО) за обеспечение теплом всех потребителей в зоне своей деятельности, за надёжность и качество теплоснабжения при реализации мероприятий по модернизации СЦТ и осуществлении соответствующих инвестиций.

Второй инструмент – концессии. По данным Минстроя России порядка 2 тыс. проектов (в основном тепловые сети) на конец 2023 г. были отданы в концессии. Это сформировало новые сегменты в секторе ЦТ, которые функционируют не в логике традиционного тарифного регулирования метода экономически обоснованных затрат (для обозначения которого в тексте диссертации также может использоваться термин «затраты+»).

В последние 2 года процесс перехода муниципалитетов в ценовые зоны не соответствует запланированным темпам (в 2019 г. были введены 2 ЦЗ, 2020 г. – 4 ЦЗ, 2021 г. – 12 ЦЗ, 2022 г. – 15 ЦЗ, 2023 г. – 5 ЦЗ, июль 2024 г. – 6 ЦЗ). При этом согласно Энергостратегии-2035 число регионов с ценовыми зонами теплоснабжения к 2035 г. должно увеличиться до 65 (в настоящее время охвачено только 18 регионов). Нужны новые механизмы или варианты развития сектора, а также инструментарий для выбора и обоснования альтернатив развития, в том числе с учетом санкционных ограничений.

Таким образом, актуальность исследования обусловлена появлением нового сегмента рынка тепла, который действует на принципиально новых условиях, что позволяет получить импульс для развития отрасли теплоснабжения, и потребности в разработке прогнозно-аналитического инструментария и построении прогнозов для оценки вариантов развития отрасли теплоснабжения как на уровне России в целом, так на уровне сегментов – ценовых зон и прочего СЦТ.

Все вышеперечисленное, его влияние на развитие отрасли централизованного теплоснабжения и российской экономики, а также оценка целесообразности и условий введения реализации новых механизмов развития отрасли определяют высокую актуальность исследуемой темы.

Степень научной разработанности проблемы

Исследованиями экономики топливно-энергетического комплекса, проводимыми в ИНП РАН, занимались А.С. Некрасов, Ю.В. Сияк, М.Ю. Ксенофонтов, В.В. Саенко, В.В. Семикашев, А.Ю. Колпаков.

В сфере системных исследований в энергетике, основоположником которых является

Л.А. Мелентьев, следует выделить его последователей из ИСЭМ СО РАН и ИНЭИ РАН Н.И. Воропая, Ю.Д. Кононова, Б.Г. Санеева, А.В. Кейко, С.М. Сендерова и А.А. Макарова, С.П. Филиппова и других.

Теоретические и методические аспекты организации теплоснабжения и ценообразования в отрасли и городах приведены в работах советских исследователей Г.М. Кржижановского, Л.А. Мелентьева, Е.О. Штейнгауза (организация энергоснабжения), В.И. Вейца (энергетические балансы) и российских специалистов Г.П. Кутового, Яркина Е.В., И.А. Долматова, В.И. Кокшаровой (Гимади), И.Ю. Золотовой, А.В. Малоземова (тарифообразование), Международного энергетического агентства («От холода к теплу. Политика в сфере теплоснабжения в странах с переходной экономикой»), иностранных исследователей С. MacKenzie-Kennedy, Robin Wiltshire и др. Опыт развития СЦТ в рыночных условиях приведен в журнале Hot|Cool, выпускаемом Danish Board of District Heating. Большой объем публикаций как научного, так и практического характера находится на сайте rosteplo.ru, а также в ж. Новости теплоснабжения.

Роль отрасли теплоснабжения в развитии экономики и энергетики рассматривается в исследованиях А.С. Некрасова, В.А. Стенникова, Е.Г. Гашо, В.Г. Семенова, И.А. Башмакова. Межстрановые сопоставления развития теплоснабжения приводятся в работах А.В. Пеньковского, В.В. Семикашева, О.В. Дёминой. В зарубежной литературе исследованиями в области централизованного теплоснабжения занимаются Hailong Li, Wissner Matthias, Ugis Sarma. Анализом состояния теплоснабжения в России традиционно занимаются несколько коллективов в ИСЭМ СО РАН, ИНЭИ РАН, ИНП РАН, ЦЭНЭФ-XXI, НП «Энергоэффективный город» и НИУ МЭИ. Данная тематика отражена в работах, Ф.В. Веселова, А.А. Хоршева, А.И. Соляника, А.С. Макаровой, Е.А. Волковой, Л.В. Урванцевой, С.А. Ворониной, Н.Г. Любимовой, Е.Г. Евсеева, В.С. Пузакова.

Отметим, что за последние 10-12 лет в научных работах не было значимых средне- и долгосрочных аналитических исследований состояния отрасли (сектора) централизованного теплоснабжения. Подобный анализ был проведен А.С. Некрасовым в 2012-2013 гг., В.А. Стенниковым в 2014 гг., а также И.А. Башмаковым в 2008 г., когда экономическая ситуация в стране отличалась от текущей, а принятых в 2017 г. новых инвестмеханизмов и методов ценообразования еще не существовало. Специалисты из ИСЭМ СО РАН публикуют много работ по состоянию теплоснабжения, однако в них нет фокуса на оценку состояния отрасли в стране в целом. ФГБУ РЭА Минэнерго ежегодно выпускает отчет о состоянии теплоснабжения за пятилетний период, однако он содержит в большей степени обзор статистических данных и ограничен периодом за последние 5 лет.

Так что можно констатировать отсутствие научных исследований по долгосрочному

анализу сектора централизованного теплоснабжения и взаимосвязям внутри него, которые бы учитывали новые условия функционирования отрасли в виде ценовых зон теплоснабжения и концессий.

На основе анализа исследований и публикаций выявлено несоответствие действующих условий функционирования сектора централизованного теплоснабжения и имеющегося инструментария для прогноза его развития и обоснования мер политики.

Цель исследования:

Анализ и прогноз развития сектора централизованного теплоснабжения на основе разработанного методического подхода для обоснования мер экономической политики развития сектора в условиях применения новых инвестиционных механизмов.

Для достижения указанной цели были поставлены и решены следующие **исследовательские задачи:**

1. Выявить произошедшие с 2000 г. структурные изменения и действующие при этом факторы в секторе централизованного теплоснабжения и дать оценку тенденций и текущего состояния, в том числе в региональном разрезе;

2. Разработать методический подход к взаимному согласованию и построению трех балансов, характеризующих состояние сектора централизованного теплоснабжения (баланса производства и потребления тепла, баланса топлива в теплоснабжении и финансового баланса сектора);

3. Провести сравнительный анализ введенных и планируемых проектов ценовых зон теплоснабжения (альткотельных) на уровне как отдельных проектов (населенных пунктов), так и сегмента в целом;

4. Разработать сценарные прогнозы различных вариантов развития сектора ЦТ и оценить последствия их реализации для отрасли теплоснабжения;

5. Предложить и обосновать меры экономической политики для реализации инвестиционного варианта развития с модернизацией сектора ЦТ и увеличением доли ТЭЦ в производстве тепла на основе полученных оценок вариантов его развития.

Объектом диссертационной работы является сектор централизованного теплоснабжения.

Предмет исследования – влияние новых инвестиционных механизмов (метода альткотельной, концессий, других инструментов) и мер экономической политики на инвестиционное развитие сектора ЦТ.

Информационная база исследования.

В качестве информационной базы для диссертации использовались:

1. Исследования отечественных и зарубежных авторов – статьи, обзоры,

диссертационные работы;

2. Нормативно-правовые документы, регламентирующие деятельность в сфере централизованного теплоснабжения;

3. Медиа-источники, новостные статьи, интервью, представленные в сети Интернет;

4. Статистические сборники и статистические формы Федеральной службы государственной статистики – ЕМИСС, ТЭБ Росстат, РСЕ, Россия в цифрах, формы 1-Предприятие, 4-ТЭР/11-ТЭР, 22-ЖКХ, 1-ТЕП, 6-ТП, 1-Натура-БМ, данные Минэнерго России и ФГБУ «РЭА» и ГИС ТЭК;

5. Данные о реализации проектов по переходу в ценовые зоны, в том числе материалы теплоснабжающих компаний/ЕТО, а также данные опросов домохозяйств об удовлетворенности качеством теплоснабжения в населенных пунктах, перешедших в ценовые зоны теплоснабжения;

6. Муниципальные схемы теплоснабжения, региональные отчеты и программы социально-экономического развития в части планов развития теплоснабжения.

Соответствие диссертации Паспорту научной специальности. Диссертационная работа по своему содержанию, предмету и методам исследования соответствует следующим направлениям исследований: 2.2 «Вопросы оценки и повышения эффективности хозяйственной деятельности на предприятиях и в отраслях промышленности», 2.4 «Закономерности функционирования и развития отраслей промышленности», 2.15. «Структурные изменения в промышленности и управление ими» и удовлетворяет требованиям к работам по специальности 5.2.3 «Региональная и отраслевая экономика» (специализация – 2 «Экономика промышленности»).

Научная новизна диссертационного исследования определяется следующими основными результатами, выносимыми на защиту:

1. В развитие проведенных ранее исследований (В.А. Стенникова, А.С. Некрасова, И.А. Башмакова) в рамках долгосрочного анализа состояния отрасли теплоснабжения дополнительно учтена следующая специфика отрасли: 1) проблема несогласованности статистики; 2) взаимосвязь влияния следующих факторов: низкой эффективности СЦТ (увеличение износа основных фондов, рост потерь в тепловых сетях и высокие удельные расходы топлива), их недоинвестированности и влияние на это тарифного регулирования по методу экономически обоснованных затрат, 3) условия ее развития в виде новых инвестиционных механизмов (альткотельные и концессии), что позволило более полно учесть взаимосвязи между производственными, технико-экономическими и финансовыми характеристиками сектора централизованного теплоснабжения, в том числе в региональном разрезе.

2. Разработан методический подход построения трех взаимосвязанных балансов сектора централизованного теплоснабжения (производства и потребления тепла, топливного и финансового балансов). Это позволило в модели сектора централизованного теплоснабжения (ЦТ) учесть структурно-функциональные связи в секторе, в том числе взаимодействие производственных, технико-экономических и финансовых характеристик и особенности функционирования отрасли, как в целом, так и для выделенных сегментов (альткотельные и прочее ЦТ), что в свою очередь позволяет анализировать и оценивать результаты различных вариантов развития сектора ЦТ на уровне страны в целом.

3. Сформирован новый блок альтернативной котельной, в рамках которого была разработана типовая модель ЦТ для отдельных городов, согласованная с моделью сектора ЦТ по стране в целом. Это позволило получить новые количественные оценки как развития сегмента альткотельных, так и перспектив развития сектора ЦТ в целом при условии расширения механизма альткотельных. Построение блока альткотельных позволило выявить следующее: 1) в схемах теплоснабжения, как правило, заложен рост потребления тепла, что противоречит общероссийской тенденции о стагнации потребления тепла в секторе централизованного теплоснабжения; 2) потери в тепловых сетях и УРУТ на перспективе не снижаются, хотя при переходе в ЦЗ предполагается модернизация СЦТ; 3) уровень потерь существенно выше значений этого показателя по данным баланса энергоресурсов Росстата или формы 1-ТЕП. Это отражает проблему инвестиционного развития по схемам теплоснабжения в населённых пунктах, перешедших в ЦЗ, а также должно быть объектом для совершенствования практики разработки схем теплоснабжения.

4. Получены новые дополнительные обоснования в пользу выбора *сценария модернизации теплоснабжения и увеличения доли ТЭЦ* по сравнению с *инерционным сценарием* и *сценарием масштабирования ценовых зон теплоснабжения (альткотельные)* на основе построенных сценарных прогнозов при различных вариантах реализации инвестиционного развития отрасли на перспективу до 2035 гг., в том числе прогноза по новому блоку альткотельных.

5. На основе сценарных расчетов, а также анализа состояния и функционирования отрасли теплоснабжения предложены меры экономической политики, позволяющие повысить перспективную эффективность сектора ЦТ: 1) увеличение доли ТЭЦ в выработке тепла, выделение инвестиций и оптимизация СЦТ под эту цель и учет необходимости согласованного развития рынков электроэнергии и тепла, в том числе: вывод наименее эффективных котельных с переводом нагрузки на ТЭЦ; ограничение ввода нетопливных электростанций в зоне действия ТЭЦ; 2) ранжирование СЦТ и выделение отдельного проектного финансирования под более экономически эффективные проекты модернизации СЦТ; 3) переход к долгосрочному

тарифному регулированию и создание стимулов для инвестиций.

Теоретическая значимость исследования состоит в прогнозно-аналитических разработках в рамках научного направления экономики топливно-энергетического комплекса, которые развивают представление о структурно-функциональных связях в отрасли и совмещении с этим методического подхода по построению трех взаимосвязанных балансов и модели сектора централизованного теплоснабжения.

Практическая значимость проведенного исследования заключается в разработке прогнозных оценок, параметров и сценариев развития отрасли и ее сегментов – ценовых зон и прочего СЦТ на основе прогнозно-аналитического инструментария (модели). Разработки могут быть использованы органами исполнительной власти и ведомствами России, регионов и муниципалитетов в целях оценки введения ценовых зон на отдельных территориях, а также формирования политики по развитию СЦТ.

Апробация результатов Результаты настоящего исследования были представлены на следующих конференциях и научных семинарах:

- XXIII Школа молодых ученых ИБРАЭ РАН, Москва, 2024
- Системные исследования в энергетике, Иркутск, 2023-2024 (2 раза)
- Российский экономический конгресс, Екатеринбург, 2023
- Всероссийский симпозиум «Стратегическое планирование и развитие предприятий», Москва, 2020-2022 (3 раза)
- Конференция молодых ученых ИЭОПП, Новосибирск, 2020
- Семинар молодых ученых ИНП РАН, Москва, 2021
- Международный конгресс «Производство. Наука. Образование: сценарии будущего», Москва, 2021
- IV конференция «Анализ и прогнозирование развития экономики России», Белокураха, 2022
- Санкт-Петербургский экономический конгресс - 2022 (СПЭК-2022), Санкт-Петербург, 2022

Результаты диссертационной работы нашли отражение в 20 научных публикациях (личный вклад – 7 п.л.), в том числе 5 статьях в рецензируемых журналах из списка ВАК при Минобрнауки России.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованной литературы из 180 наименований и 7 приложений. Диссертация содержит 126 страниц основного текста и библиографии и 21 страниц приложения, 25 рисунков, 30 таблиц.

1. Анализ функционирования и оценка перспектив развития централизованного теплоснабжения в России

1.1. Место теплоснабжения в ТЭК и экономике и варианты организации теплоснабжения

Теплоснабжение несет на себе важную социальную роль обеспечения жизнедеятельности населения и нужд промышленности, что также формирует энергетическую и национальную безопасность государства. Кроме того, теплоснабжение является частью промышленности – крупной отраслью, которая также влияет на экономику. Централизованное теплоснабжение является частью большой энергетики и топливно-энергетического комплекса. Все это определяет актуальность изучения отрасли и организации теплоснабжения.

В рамках этой работы изучение вопросов организации теплоснабжения позволяет определить причины проблем в отрасли и способы их решения.

Роль отрасли теплоснабжения в развитии экономики и энергетики рассматривается в исследованиях А.С. Некрасова, В.А. Стенникова, Е.Г. Гашо, В.Г. Семенова, И.А. Башмакова.

Вопросами организации энергоснабжения страны, городов и промышленных объектов, а также теплоснабжения как части системы энергоснабжения, занимались Г.М. Кржижановский, Л.А. Мелентьев, Е.О. Штейнгауз и др.

Энергоснабжение предполагает обеспечение энергией (электроэнергией и теплом) и топливом (углем, газом, нефтетопливом и прочими) населения, отраслей промышленности и прочих отраслей экономики. Оно включает в себя электроснабжение, теплоснабжение, газоснабжение, нефтеснабжение и прочие системы. Теплоснабжение является частью большой системы энергоснабжения и отвечает за обеспечение теплом населения и отраслей российской экономики.

Одним из основных источников тепла в России являются теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) – электростанции, производящие и электроэнергию, и тепло в комбинированном цикле, а часть крупных электростанций в своем производственном контуре имеет пиковые водогрейные котельные, которые по мощности сопоставимы с некоторыми электростанциями. Эти электростанции и котельные работают в рамках единой локальной энергосистемы в части обеспечения теплом и большой единой энергосистемы страны (ЕЭС России) в части производства электроэнергии.

Также являясь частью жилищно-коммунальной сферы или отрасли ЖКХ, которая отвечает за функционирование жилых зданий, сетей водо-, теплоснабжения и прочих,

сооружений, обеспечивающих комфортабельное проживание населения, в литературе теплоснабжение часто называют сферой.

Вышеуказанные особенности функционирования теплоснабжения должны учитываться при анализе и прогнозировании развития этого сектора экономики, а также при разработке мер экономической политики.

*Теплоснабжение в России как отрасль экономики*¹ представляет собой совокупность систем централизованного теплоснабжения (СЦТ), функционирующих во многом независимо друг от друга в различных населенных пунктах, а также большое число (около 70 тыс. ед.²) котельных малой мощности, работающих в децентрализованном сегменте теплоснабжения (рис. 1.1).

Система централизованного теплоснабжения – комплекс сооружений и установок, связанных между собой в процессе производства, распределения и потребления тепла; СЦТ включает в себя источники теплоснабжения (ТЭЦ, котельные мощностью 20 Гкал и более, электробойлерные), тепловые сети (десятки и сотни км), а также теплоприемники потребителей тепловой энергии (рис. 1.2). Большая часть тепла идет на отопление зданий.

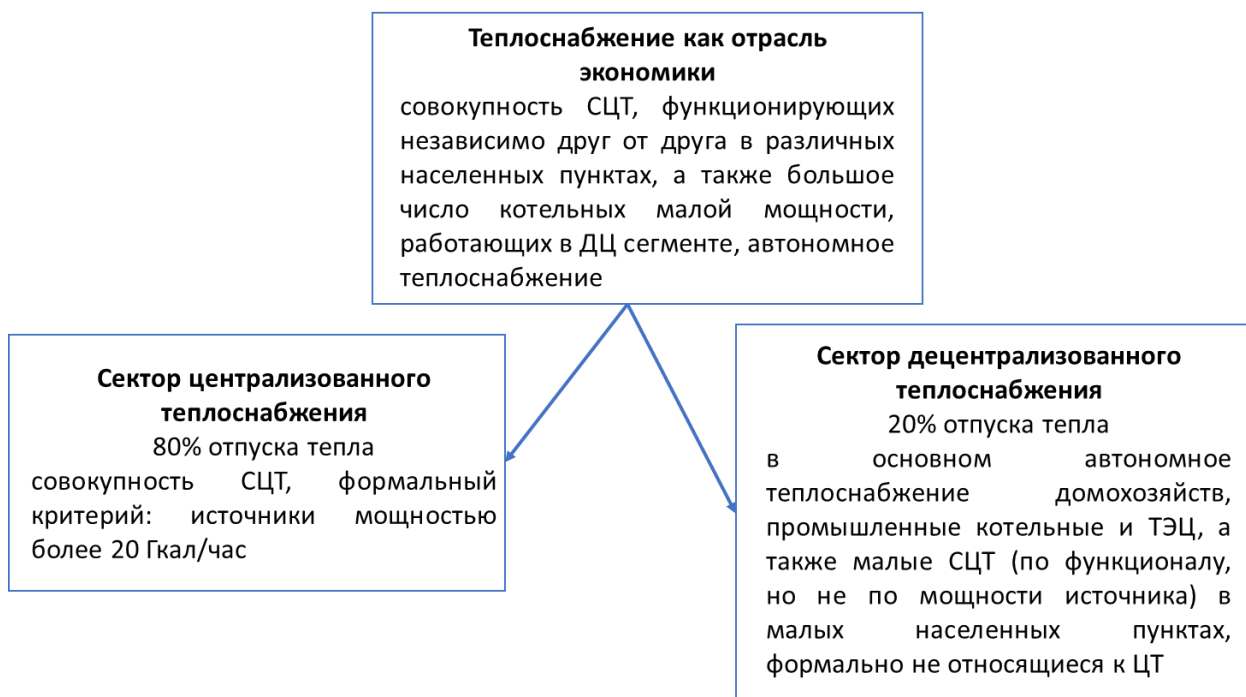


Рисунок 1.1. Схема теплоснабжения в России

Источник: составлено автором

Система централизованного снабжения (СЦТ) – является основной теплоснабжения, занимая до 80% в совокупном отпуске тепла, учитываемом Росстатом.

¹ Федеральный закон "О теплоснабжении" от 27.07.2010 N 190-ФЗ URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102140439>

² По данным 1-ТЕП за 2022 г.



Рисунок 1.2. Схема централизованного теплоснабжения

Источник: [91]

Как будет показано далее, часть теплоснабжения в стране приходится на собственные котельные или ТЭЦ промышленных и коммерческих предприятий, а также организована внутри домохозяйств (индивидуальное теплоснабжение/отопление). Объем производимой тепловой энергии таким способом составляет до 20-25% от учитываемого Росстатом. Значительный объем этого тепла не подпадает под учет Росстата. Связанные с этим направлением вопросы находятся за пределами тематики данной диссертации.

Как *вид деятельности теплоснабжение* отнесено к разделу Е ОКВЭД-2 «Производство, передача и распределение пара и горячей воды; кондиционирование воздуха» и в статсборниках представлено производством пара и горячей воды, а в статформах Росстата детализируется до производства тепловой энергии ТЭС, прочими электростанциями и промышленными блок-станциями, котельными, передачи, распределения тепловой энергии, деятельности по обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей, торговли тепловой энергии.

Возможны *два основных варианта организации рынка* теплоснабжения – монополия в формате одного продавца и конкурентный рынок (рис. 1.3). Однако тепловые сети являются естественной монополией, а источники тепловой энергии должны располагаться вблизи потребителей. Поэтому полностью конкурентный рынок в данной сфере почти невозможен. Зачастую формируются локальные монополии – зонирование централизованного теплоснабжения (ЦТ).

Формат монополии предполагает полное государственное регулирование, при котором государство осуществляет защиту потребителей и энергетическое планирование, обеспечивает достаточные мощности, а также устанавливает цены на тепловую энергию.

Монополия может предполагать субсидирование теплоснабжения. При такой модели достижение климатических и других общегосударственных целей происходит через прямое стимулирование эффективности и выполнения природоохранных норм. Данный формат организации теплоснабжения представлен в Китае, отчасти странах Восточной Европы.

Рынок теплоснабжения может быть частично либерализован в части ценообразования или других аспектов конкуренции.

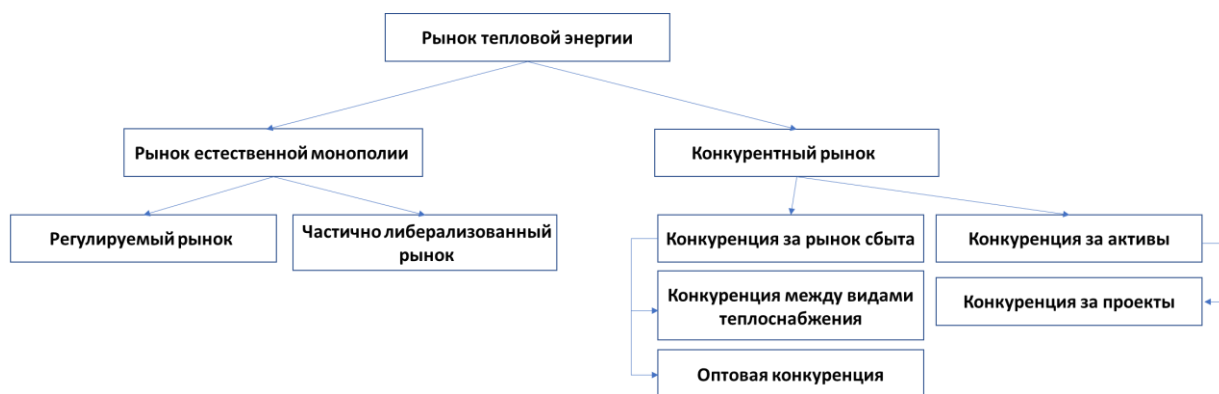


Рисунок 1.3. Схема организации теплоснабжения

Источник: составлено автором по схемам [99, 124]

Конкурентный рынок тепловой энергии предполагает выбор вида топлива, выбор компании, конкурентные цены. Государство при этом осуществляет регулирование механизмов конкуренции разных видов топлива, выдает разрешения на их использование, определяет правила выхода на рынок. Поскольку рынки тепла локальные, на них осуществляется муниципальное управление. Влияние государства на достижение климатических и общегосударственных целей происходит косвенно через введение налогов на выбросы, субсидий, налоговых льгот и сертификатов энергоэффективности. Инвестиции в инфраструктуру и объекты теплоснабжения осуществляют частные инвесторы с возвратом средств через тарифы. Тарифообразование при этом осуществляется свободно или устанавливается ценовой потолок, внутри которого свободно формируется тариф. Данный формат организации теплоснабжения представлен в Германии, Швеции, Финляндии, Норвегии, Нидерландах. Подробнее опыт организации теплоснабжения в разных странах представлен в Приложении 1.

Среди видов конкуренции на рынке тепла можно выделить конкуренцию за рынок сбыта и конкуренцию за активы, которая возникает при конкурсе на покупку или аренду городской инфраструктуры теплоснабжения. Конкуренция за рынок сбыта предполагает конкуренцию между видами теплоснабжения (централизованного и децентрализованного; сюда входит конкуренция между источниками тепла: мини-ТЭЦ, котельные и т.д., а также

видами топлива: электроэнергия, газ, уголь и прочее), а также оптовую конкуренцию (между поставщиками тепла: электростанции, мусоросжигательные заводы и т.д.). Конкуренция за активы также включает конкуренцию проектов (строительства новых объектов теплоснабжения, проектов повышения энергоэффективности и т.д.).

На практике в сфере теплоснабжения выделяются *несколько вариантов отопления* в России – центральное отопление, децентрализованное и индивидуальное отопление (рис. 1.4) [125]. Централизованным или центральным отоплением обозначается вид отопления, обеспечиваемым посредством централизованного теплоснабжения.

Домохозяйства, имеющие и центральное отопление, и ГВС, составляют 67% домохозяйств. Оно осуществляется преимущественно тепловыми электростанциями, крупными и средними котельными, когенерационными и электробойлерными установками.

Домохозяйства, имеющие либо центральное отопление, либо ГВС, составляют порядка 20% домохозяйств. Его осуществляют малые котельные, мини ТЭЦ, крупные промышленные котельные и ТЭЦ и прочее. Домохозяйства из первой и второй групп обеспечиваются теплом как от СЦТ, так и от децентрализованных теплоснабжающих установок.

13% домохозяйств не имеют ЦО и ГВС, теплоснабжение происходит индивидуально. Индивидуальное отопление осуществляется крышными котельными, домашними печами, газовыми и твердотопливными котлами, тепловыми насосами, прочими автономными теплогенераторами и т. д.

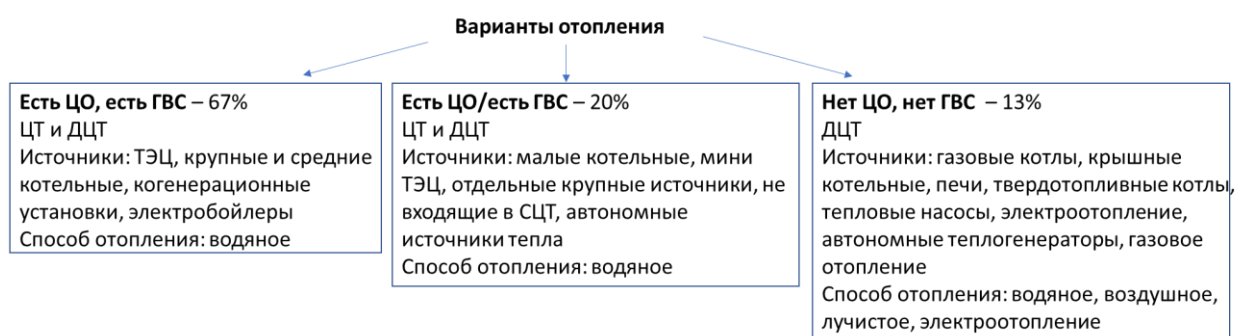


Рисунок 1.4. Варианты отопления домохозяйств в России

Источник: собрано автором на основе данных ОБДХ

Объектом исследования данной работы является сегмент (сектор) централизованного теплоснабжения в России. И все дальнейшие рассуждения, если не оговорено, будут касаться этого сегмента.

Далее в работе будем считать, что СЦТ, ЦТ обозначают сегмент централизованного теплоснабжения, который также будет именовать *сектором или отраслью*, считая эти обозначения идентичными, но имея в виду описанные выше особенности и практику использования терминов в научной и практической литературе.

Также в работе будет встречаться термин «*рынок тепла*», который как сфера проявления новых экономических отношений между производителями и потребителями тепловой энергии начал формироваться в 2010 г. с введением закона «О теплоснабжении» и определением регулирования этих отношений. Фактически это сложившаяся терминология еще одного обозначения сектора теплоснабжения. Так, внедрение ценовых зон теплоснабжения и механизма альткотельной также называют внедрением целевой модели *рынка тепловой энергии*. Поэтому в работе этот термин будет использоваться в рамках сложившейся практики его использования, а не через призму рыночных отношений экономических агентов на конкретном рынке.

1.2. Обзор литературы о роли и состоянии централизованного теплоснабжения в России

1.2.1. Системные исследования в энергетике как теоретическая основа исследования

Теплоснабжение является частью системы энергоснабжения, организация которой имеет много серьезных технологических, технико-экономических, топливных, организационных и прочих аспектов. Разработкой и изучением таких систем занимаются в области системных исследований в энергетике.

Отечественная наука в области системных исследования энергетике в целом сложилась в 1970-е гг. [174]. В советское и современное время этой теории уделялось большое внимание и были получены фундаментальные результаты исследований энергетических технологий, систем энергетике, управления ими, а также развития энергетике и энергетической политике. В рамках теории системных исследований в энергетике теплоснабжение рассматривается как часть энергосистемы, которая включает в себя множество объектов, участвующих в производстве, передаче и распределении тепловой энергии для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий, а также для обеспечения технологических нужд потребления тепла промышленности. При этом теплоснабжение рассматривается как отрасль ТЭК, а теплоснабжающие системы являются частью энергоснабжающего комплекса. Важной особенностью централизованного теплоснабжения является его функция по жизнеобеспечению населения в условиях длительного отопительного периода на территории страны.

Главная задача этой теории, которую определяет основоположник системных исследований в энергетике Л.А. Мелентьев, состоит в изучении тенденций развития энергетики, свойств и основ управления ими как совокупностью больших систем, разработке методов и прогнозов развития энергетики, решении межотраслевых проблем энергетики [1-2].

В рамках теории системных исследований в энергетике энергосистемы исследуются на разных уровнях: страны, регионов, городов, предприятий, что позволяет представить энергосистемы с разных сторон. Научные основы разработки и организации систем энергоснабжения городов и промышленных предприятий представлены в работах Г.М. Кржижановского, Л.А. Мелентьева [3-4], Е.О. Штейнгауза, В.И. Вейца [5], М.А. Стыриковича [6], А.С. Некрасова [7-8], Ю.В. Синяка, Ю.Д. Кононова [9-10], В.А. Стенникова [11-12], С.М. Сендерова [13], А.В. Кейко, Е.Г. Гашо. Большое внимание уделяется методам разработки энергосистем, в том числе на региональном уровне, в работах А.А. Макарова [14-15], С.П. Филиппова [16], Н.И. Воропая [17-18], Б.Г. Санеева [19].

В рамках диссертационного исследования автор предлагает рассматривать сектор централизованного теплоснабжения как отрасль ТЭК на уровне страны, при этом при необходимости учитывается региональная специфика. А при рассмотрении сегмента АК – на уровне населенных пунктов и муниципалитетов. Такой подход позволяет оценивать последствия инвестиционных решений и экономической политики в отрасли для сектора в целом и экономики страны.

В рамках теории системных исследований разработкой систем теплоснабжения занимались Л.Л. Гинтер [20], А.М. Занфирова [21], С.Ф. Копьев [22], П.Л. Давидсон [23], В.В. Дмитриев [24], Н.И. Дунаевский [25], В.К. Дюскин [26], Л.А. Мелентьев [27], Е.Я. Соколов [28-29], В.Я. Хасилев [30], Б.Л. Шифринсон [31], Л.К. Якимов [32], Б.М. Якуб [33]. Были разработаны подходы по выбору мощности, типа и состава оборудования тепловых электростанций, параметров и режимов тепловых сетей, способов регулирования и передачи тепла потребителям.

Наиболее полные знания о системах энергоснабжения формируются при рассмотрении различных аспектов эффективности энергосистем (экономической, экологической, топливной). При разработке систем энергоснабжения большое внимание уделяется разработкам в области эффективности энергосистем. Исследования методов оценки топливной, экономической и экологической эффективности и надежности систем энергоснабжения, в том числе систем теплоснабжения представлены в работах В.А. Стенникова [34-35] и Е.В. Сеннова [36-37].

При разработке систем энергоснабжения уделяется внимание оценке экологических эффектов выбора варианта энергоснабжения и вида топлива, на основе которых делаются выводы о выборе топлива для производства электроэнергии и тепла. Такие оценки представлены в трудах О.В. Деминой и Н.Г. Джурка [62-63], Е.П. Майсюк и коллег [64-65]. Эффекты от повышения эффективности в секторе оцениваются и в работах А.А. Широ́ва и А.Ю. Колпакова [179]. Так, показано, что это одна из наиболее экономически обоснованных и эффективных мер по снижению эмиссии CO₂ в российской экономике.

Важным преимуществом комбинированной выработки тепла и электроэнергии на ТЭЦ являются эффекты экономической и топливной эффективности, что ставит ряд организационных вопросов работы ТЭЦ. Отдельно вопрос разделения затрат на ТЭЦ между электроэнергией и теплом представлены в трудах Л.С. Хрилева [38], А.А. Хараима [39-40], Ю.В. Пустовалова [41], С.С. Белобородова [42-43], Е.В. Сухаревой [44], И.А. Чучуевой [45], В.И. Денисова [46]. В работах А.А. Хараима обосновывается важность учета метода деления затрат топлива на производство электроэнергии и тепла при определении подхода ценообразования на электроэнергию и тепло.

На уровне страны вопрос развития теплоснабжения как системы в рамках теории системных исследований в энергетике не исследуется в недостаточной степени. На современном этапе разработка систем теплоснабжения происходит на уровне города, СЦТ и теплоснабжающих организаций, по данной теме существует много практических исследований. Изучением развития и определения оптимального функционирования теплоснабжения на уровне городов занимаются Е.Г. Гашо и В.С. Пузаков [47-48], на уровне систем теплоснабжения и теплоснабжающих организаций – Е.Г. Евсеев [49-50], Ф.В. Веселов [51]. Вопросами развития теплофикации, определяя ее как наиболее топливно эффективный способ производства тепловой энергии, а также технологическими вопросами занимаются Ф.В. Веселов [52], А.А. Хоршев [53-54], А.И. Соляник, А.С. Макарова и коллеги [55-56], В.В. Литвак [57-58], В.В. Глухов [59].

Исследования теплоэнергетических установок и тепловых электростанций, в том числе оптимизации схем и параметров работы, проводили А.М. Клер, Н.П. Деканова, Э.А. Тюрина [60-61] и др.

Для исследования систем энергетики используется специализированный инструментарий. Для прогнозирования производственных, экономико-технических, ценовых, финансовых, междисциплинарных и межотраслевых параметров применяются имитационный и оптимизационный подходы к моделированию систем энергетики,

разработанные специалистами ИСЭМ СО РАН [66-67], ИНЭИ РАН [68-70], ИНП РАН [71-72].

Современные модели сектора теплоснабжения приводятся в исследованиях В.А. Стенникова (модель управления регулируемым монопольным рынком централизованного теплоснабжения (ЦТ)) [73], А.В. Затонского (регрессионные модели прогнозирования отпуска тепла) [74], А.С. Макарова, Е.А. Волкова, Л.В. Урванцева (система математических моделей для комплексного прогнозирования и оптимизации развития энергетики страны по основным стадиям преобразования энергии), В.В. Литвак (модель энергетических объектов).

Развитие систем энергоснабжения во много определяется целями развития экономики, а также экономическими, технологическими, социальными и экологическими аспектами. Стратегия и прогнозы развития энергетического комплекса страны и регионов, а также их методики разрабатываются в ИСЭМ СО РАН, ИЭОПП СО РАН, ИНЭИ РАН, ИНП РАН [75-78]. Выбор варианта развития сектора централизованного теплоснабжения является стратегическим выбором, определяемым во взаимодействии с развитием российской энергетики и экономики, в том числе в условиях низко углеродного развития.

За последние 20 лет изменились экономические условия функционирования теплоснабжения, институты собственности, принципы потребления тепловой энергии, требования к надежности и безопасности систем теплоснабжения, появился новый сегмент на рынке тепла. Все это делает необходимым разработку новых вариантов развития отрасли, а также инструментария для анализа и прогнозирования развития сектора в условиях реформирования, в частности применения новых инвестиционных механизмов.

Межстрановые сопоставления развития теплоснабжения приводятся в работах В.В. Семикашева [79], О.В. Дёминой [80], Nailong Li [81], Wissner Matthias [82], Ugis Sarma.

Теоретические и методические аспекты организации теплоснабжения и ценообразования в отрасли и городах приведены в работах Международного энергетического агентства («От холода к теплу. Политика в сфере теплоснабжения в странах с переходной экономикой»), отечественных исследователей Г.М. Кржижановского, Л.А. Мелентьева, Е.О. Штейнгауза (в части организации энергоснабжения), В.И. Вейца (энергетические балансы) и российских специалистов А.С. Некрасова, Г.П. Кутового [83], Е.В. Яркина [84], И.А. Долматова [85-86], В.И. Кокшаровой (Гимади), И.Ю. Золотовой, А.В. Малоземова (тарифообразование), А.Б. Богданова (ценообразование), иностранных исследователей С. MacKenzie-Kennedy [87],

Robin Wiltshire и др. Опыт развития СЦТ в рыночных условиях широко освещается в журнале Hot|Cool, выпускаемом Danish Board of District Heating.

В статьях А. Pazeraitė, М. Aberg, J.Zhang и других [88] описывается опыт рыночного ценообразования на тепло в Финляндии, Швеции [89], Канаде, Германии и регулируемого тарифообразования в большинстве постсоветских стран, Китае [90] и Дании [91]. Рыночное ценообразование позволяет отрасли теплоснабжения работать эффективно (как это видно на примере многих стран), однако существуют успешные примеры применения затратного (в той или иной степени регулируемого) метода тарифообразования в теплоснабжении, например, в Дании.

1.2.2. Анализ состояния отрасли теплоснабжения в России

Анализом состояния теплоснабжения в России традиционно занимаются несколько коллективов в ИСЭМ СО РАН, ИНЭИ РАН, ИНП РАН, ЦЭНЭФ-ХХІ, НП «Энергоэффективный город» и НИУ МЭИ. Данная тематика отражена в работах В.А. Стенникова, А.В. Пеньковского, Ф.В. Веселова, А.А. Хоршева, А.И. Соляника, А.С. Макаровой, Е.А. Волковой, Л.В. Урванцевой, А.С. Некрасова, С.А. Ворониной, В.В. Семикашева, И.А. Башмакова, В.Г. Семенова, Е.Г. Гапо.

Статистический отчет о состоянии централизованного теплоснабжения и теплоэнергетики в разные годы выпускался в ФГБУ РЭА Минэнерго России. Среди авторов следует отметить: И.С. Кожуховского, В.П. Басова, В.В. Семикашева, Е.А. Медведеву, В.С. Пузакова, А.И. Миргородского. Однако публикации данного отчета носят в большей степени аналитический характер, чем научный.

Широко известными исследователями сектора теплоснабжения в России являются А.С. Некрасов и его коллеги (В.В. Семикашев, Ю.В. Синяк, С.А. Воронина). В их исследованиях оценивается современное состояние сектора централизованного теплоснабжения в России, приводится анализ состояния теплоснабжения в 2000-2010 гг. и выделяются имеющиеся в секторе проблемы, среди которых следующие проблемы в сфере теплоснабжения: проблемы со статистикой; организационная разобщенность сектора и отсутствие единой системы управления; убыточность сектора; опережение роста тарифов на тепло для населения роста цен производителей тепловой энергии; занижение реальных потерь; постоянное ухудшение технического состояния тепловых сетей [92-94].

И.А. Башмаков также исследует состояние сектора в период 2000-2006 гг. и выделяет проблемы системного характера (отсутствие надежных данных по фактическому состоянию сектора теплоснабжения, избыток мощностей источников тепла, высокий

уровень потерь за счет избыточной централизации и обветшания теплосетей; отсутствие перспективных генпланов в сфере), проблемы на источниках теплоснабжения (высокий удельных расход топлива, высокий износ оборудования, низкий уровень автоматизации, высокая стоимость и низкое качество потребляемого топлива), проблемы тепловых сетей (заниженные потери, которые включаются в тариф на тепло, высокий износ тепловых сетей), проблемы на стороне потребления (неспособность населения платить за тепло, отсутствие мотивации у потребителей использовать тепловую энергию эффективно, низкие характеристики теплозащиты зданий, отсутствие приборов учета) [95].

Е.Г. Гашо в своих работах исследует и оценивает условия и перспективы реформирования сектора [96-97]. Он описывает причины и процесс формирования новой концепции развития отрасли теплоснабжения в стране, включая его отдельные этапы, а также указывает на проблемы отрасли, среди которых выделяет системные проблемы (несбалансированность в моделях рынков электроэнергии и тепла, отсутствие единства в управлении на местах и стратегической политике, непрозрачность сектора), низкий уровень энергоэффективности при производстве тепла и эксплуатации тепловых сетей, проблемы тарифного регулирования, а также неоптимальное поведение потребителей. По мнению Е.Г. Гашо в отрасли необходимо развивать системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) и механизмы стимулирования их развития, использовать когенерацию, обеспечивать экономически обоснованную доходность текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемых инвестиций и др.

В.А. Стенников в исследованиях описывает тенденции и слабые стороны современного теплоснабжения в России [98-99], такие как высокий износ оборудования, увеличение потерь, высокие задолженности потребителей за услуги теплоснабжения, несогласованность рынков тепловой и электрической энергии. Кроме того, отмечается снижение уровня теплофикации и рост числа мелких неэффективных котельных.

В.Г. Семенов в своих работах также оценивает изменения, которые происходят в секторе теплоснабжения, а именно выделение новой отрасли и появление планирования – создание схем теплоснабжения, за которых есть ответственные [100-101]. Вместе с тем он выделяет некоторые проблемы, которые существуют в секторе: отсутствие достоверной статистики, а также некомплексность и несогласованность между собой принимаемых отраслевых программ развития.

В значительной степени в исследованиях, посвященных теплоснабжению, делается акцент на роли отрасли в развитии экономики и энергетики, организации и анализе ее состоянии. Большая часть исследователей выделяет проблемы сектора теплоснабжения, среди которых разобщенность и неоднородность управления и политики,

производственно-технологические проблемы (износ, потери, низкая эффективность), несогласованность рынков тепловой и электрической энергии, которые технологически и организационно связаны через тепловые электростанции, а также экономические (отсутствие инвестиций, высокие тарифы) и социальные проблемы (неплатежи, аварии), в стороны которых в последнее время смещается фокус исследователей. Эти проблемы имеют долговременный характер и остаются нерешенными на протяжении многих лет.

Однако средне- и долгосрочных аналитических исследований состояния отрасли (сектора) централизованного теплоснабжения за последние 10-12 лет сделано не было. Подобный анализ был проведен В.А. Стенниковым в 2014 г., А.С. Некрасовым в 2012-2013 гг., а также И.А. Башмаковым в 2008 г., когда экономическая ситуация в стране отличалась от текущей, а новых принятых в 2017 г. инвестмеханизмов и методов ценообразования еще не существовало.

РЭА Минэнерго ежегодно выпускает отчет о состоянии теплоснабжения за пятилетний период, однако он содержит в большей степени обзор статистических данных.

В данной работе сделано средне- и долгосрочное аналитическое исследование отрасли (сектора) централизованного теплоснабжения структурных изменений на периоде 20 лет и дана оценка текущего состояния сектора централизованного теплоснабжения (производственных, технико-экономических характеристик систем теплоснабжения, финансового состояния отрасли, взаимоотношения экономических агентов), в том числе в региональном разрезе. В отличие от проводившихся ранее исследований дополнительно учтена следующая специфика отрасли (проблема несогласованности статистики; взаимосвязь влияния следующих факторов: низкой эффективности СЦТ (износ, потери и высокие удельные расходы топлива), их недоинвестированности и влияние на это тарифного регулирования по методу экономически обоснованных затрат) и новые условия ее развития (внедрение новых инвестиционных механизмов).

Оригинальность анализа отрасли определяется рассмотрением взаимовлияния производственных, технико-экономических и финансовых сторон отрасли, выделением причин и факторов развития отрасли, а также систематизацией полученных результатов. Часто при анализе отрасли теплоснабжение исследователи рассматривают факторы и показатели последовательно, а не во взаимодействии. При этом без учета взаимовлияния описанных аспектов и рассмотрения отрасли с разных сторон управление отраслью несовершенно, что будет показано далее. Не предполагается, что решение проблем в отрасли и нахождение эффективных вариантов ее развития возможно без результатов подобного комплексного анализа. В работе не рассматривается сторона потребления

(рассматривается фрагментарно) в силу, как ограниченности исследовательской задачи, так и данных об этом стороне.

1.2.3. Реформирование отрасли теплоснабжения в России

Процесс реформирования сферы ЖКХ и теплоснабжения, в частности, имеет значительную историю [175]. В рамках данной работы под процессом реформирования подразумевается внедрение механизмов концессий и альткотельных в теплоснабжении. Однако разрабатываемый инструментарий (модель – см п. 2.2) позволяет оценивать как уже проводимые, так и возможные прочие изменения в теплоснабжении в будущем.

Альткотельная рассматривается как одна из основных моделей в централизованном теплоснабжении. Этот проект не однозначно оценивается исследователями, он не решает всех институциональных проблем (и особенно проблему взаимодействия рынков тепла и электроэнергии), но позволяет перейти на более рыночные отношения в сфере теплоснабжения, стимулирует инвестиции и способствует модернизации СЦТ.

Анализ метода альткотельной представлен в статьях Н.Г. Любимовой, Е.Г. Евсеева, Ю.В. Маневича, П.Н. Сниккарса, В.И. Гимади, А.А. Храпкина, Г.Э. Попова, А.В. Бокарева, С.В. Бухарова, Е.А. Косоговой, С.В. Заренкова, В.И. Нефёдкина, О.П. Фадеева, Д.Р. Гинзбурга, А.А. Хараима.

Основные принципы реформирования сферы теплоснабжения, преимущества механизма альткотельной описаны в статье П.Н. Сниккарса и коллег [102]. В статье выделены показатели для проверки эффективности данного механизма (число ЦЗ, снижение аварий, доля теплофикации, удельный расход топлива), а также описан опыт первых ценовых зон теплоснабжения. Авторы статьи концентрируют внимание на том, что участие муниципалитета в федеральных или региональных программах по модернизации объектов теплоснабжения и в проекте альткотельной может происходить совместно.

Е.Г. Гашо отмечает, что действующий механизм альткотельной отражает не полный спектр, а малую часть мер и механизмов комплексной программы схемы модернизации отрасли теплоснабжения, которая была разработана совместно представителями теплоснабжающих организаций, Аналитическим центром при Правительстве РФ, общественностью и другими экспертами. Так, механизм альткотельной не включает в себя положения, связанные с регламентами, схемами теплоснабжения, фактической ситуацией в городах, работой с потребителями [103].

Е.Г. Евсеев в статье детально определяет функции единой теплоснабжающей организации (ЕТО), критерии ее выделения и роль на рынке теплоснабжения [104]. Также

оценивается влияние новой модели рынка тепла на функционирование теплоснабжающих организаций и предлагаются разработки новых технологий управления теплоснабжающими организациями [105-107].

Н.Г. Любимова анализирует метод АК, опыт его введения и оценивает как возможные последствия завышение тарифов в большинстве регионов и сокращение сферы централизованного теплоснабжения [108-110]. Кроме того, исследователями была оценена возможность введения АК во всех регионах страны и предложены альтернативные методы и подходы тарифного регулирования [111].

С.В. Бухаров исследует последствия введения ценовых зон теплоснабжения для отрасли и потребителей, а также описывает механизмы сглаживания ценовых последствий для потребителей тепла [112]. Он отмечает, что модель хорошо подходит для малых городов, которые имеют сложности с привлечением инвестиций в теплоснабжение.

О.В. Дёмина исследует внедрение метода альткотельной на Дальнем Востоке и делает вывод о том, что данный механизм создает высокие социально-экономические риски для домохозяйств с низкими доходами в регионе [113]. Повышение текущих высоких тарифов приведет к неспособности населения оплачивать счета за тепло, а введение ценовой зоны теплоснабжения противоречит проводимой государственной политике снижения нагрузки на экономику и социальную сферу.

Заренков С.В. и его коллеги описывают достоинства и недостатки функционирования новой модели для различных агентов [114]. Среди плюсов для государства выделяются отсутствие необходимости выделения субсидий на строительство и модернизацию мощностей генерации, привлечение частных инвестиций в капиталоемкую сферу и др. Для потребителей достоинствами данной модели являются снижение платежей за тепло в будущем за счет повышения энергоэффективности, а также повышение надежности теплоснабжения. Для инвесторов преимуществами модели являются возможность получения высокой доходности при применении технологий когенерации, а также возможность участия в проектах на рынке с низкой конкуренцией.

В статье В.И. Гимади оцениваются эффекты от введения нового регулирования тарифов в теплоснабжении [115]. Для потребителя при использовании метода альткотельной растет качество услуг, и теплоснабжение становится более надежным, однако возможен рост тарифов. Для производителя при использовании метода альткотельной упрощается процесс установки тарифа на тепло, однако существует высокий риск неверного выбора параметров регулирования и отсутствуют гарантии по окупаемости инвестиций.

В.А. Стенников критикует модель альткотельной и считает, что ее внедрение ведет к сокращению теплофикации и уменьшению конкурентоспособности ТЭЦ [116-117].

Представители крупных энергетических компаний (ПАО «Т Плюс», ООО «СибТЭК», АО «ЕвроСибЭнерго» и др.) выделяют некоторые технические недостатки самой модели, методики расчета предельного уровня тарифа по методу альткотельной и прочее, устранение которых привело бы к массовому и ускоренному внедрению механизма альткотельной³.

Оценка последствий введения модели альткотельной происходит в том числе на уровне городов. В статье Е.А. Косоговой исследуется опыт введения ценовой зоны теплоснабжения в г. Рубцовск и выделяются положительные последствия для теплоснабжающей компании и потребителей тепла [118].

В.С. Чекалин и А.В. Краснова в статье приходят к выводу о том, что введение ценовой зоны на территории Санкт-Петербурга позволит бизнесу оптимизировать структуру затрат, а конечным потребителям обеспечит гарантию качества и разумное соотношение цены и качества услуг в теплоснабжении [119].

В.И. Гимади описывает факторы, которые влияют на решение инвесторов о вложении средств в проекты в сфере теплоснабжения [120]. Существующий метод тарифообразования в теплоснабжении оценивается как не создающий стимулов для инвестиций. Также в статье показано, как переход к долгосрочному тарифообразованию влияет на решения инвесторов в теплоснабжении на примере концессий.

В.И. Нефёдкин и коллеги в статье анализируют практику реализации и проблемы концессионных проектов в теплоснабжении [121]. Авторы отмечают, что данный механизм рассчитан на крупные теплоснабжающие организации, но не исключают привлекательности проектов и для небольших компаний. Кроме того, авторы заявляют (и подкрепляют свои слова расчетами), что концессии и ценовые зоны способны заменить субсидии в теплоснабжение.

Л.А. Макарова и Е.Л. Невзгодина оценивают концессии в теплоснабжении как наиболее эффективную альтернативу государственно-частному партнерству в отношении инфраструктурных объектов [122]. По мнению авторов статьи концессионное соглашение защищает интересы государства и позволяет в необходимых случаях воздействовать на концессионера, не выполняющего свои обязательства, со стороны инвестора же появляется возможность получения гарантированной прибыли долгосрочного проекта, свободного принятия решений по объекту концессионного соглашения.

³ Попов А. Почему «альткотельная» не стала массовым явлением? // Кислород.ЛАЙФ, 2019 URL: https://kislород.life/question_answer/pochemu_alkotelnaya_ne_stala_massovym_yavleniem/ (дата обращения: 21.09.2022)

В статье Н.Г. Любимовой и коллег концессионные соглашения оцениваются положительно как способ обновления объектов в теплоснабжении. Однако механизм нуждается в совершенствовании, поскольку инвестор имеет много возможностей для несоблюдения договоренностей [123].

Механизм альткотельной и возможные последствия его введения в достаточной степени исследованы авторами, однако нерешенной остается задача оценки последствий введения ценовых зон на отрасль теплоснабжения страны как единой системы, а также возможностей и ограничений расширения этого механизма.

Выводы

Вопросы организации теплоснабжения, ценообразования и функционирования энергосистем, а также анализ состояния отрасли, в том числе анализ механизма альткотельной широко представлены в работах исследователей. Однако все эти вопросы исследованы по-отдельности, и поэтому нераскрытой остается проблема исследования отрасли во взаимосвязи производственных, технико-экономических и финансовых факторов с учетом новых условиях ее развития.

Существующие инвестиционные механизмы не могут решить имеющиеся в отрасли проблемы полностью. Актуальным остается вопрос изучения механизма альткотельной, последствий ее введения и результатов реализации. Ключевым остается вопрос целесообразности введения ценовых зон с целью решения проблем отрасли теплоснабжения, а также возможного рассмотрения иных вариантов модернизации отрасли.

1.3. Проблемы статистического представления отрасли централизованного теплоснабжения

Существуют проблемы в данных, характеризующих состояние отрасли: статистические формы, характеризующие состояние теплоснабжения противоречивы и в них достаточно часто происходят преобразования. Все эти проблемы усложняют задачу представления отрасли теплоснабжения как объекта исследования.

Данные о совокупном производстве тепла приводятся Росстатом в форме 1-Натура-БМ – «Сведения о производстве, отгрузке продукции и балансе производственных мощностей» и отражаются в энергобалансе Российского статистического ежегодника (РСЕ), а также в форме 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов» и в системе Минэнерго России ГИС ТЭК. Все эти значения различаются, так, например, разница отпуска тепла по РСЭ и форме 4-ТЭР составляет 9%.

Данные производства тепла отдельно источниками тепла: электростанциями,

отопительными котельными и электробойлерными установками, разделены по формам Росстата. Данные о производстве тепла котельными представлены в форме 1-ТЕП «Сведения о снабжении теплоэнергией», электростанциями – в форме 6-ТП «Сведения о производстве тепловой и электрической энергии объектами генерации (электростанциями)», электробойлерными установками – в форме Росстата 4-ТЭР/11-ТЭР⁴.

Детальная структура отпуска тепла на электростанциях представлена в форме 6-ТП, однако данная форма не выпускается с 2019 г. Сейчас статистика электростанций регулируется ГИС ТЭК, эти данные публично не раскрываются (закрытые данные публикуются в форме 4.1). Часть статистики электростанций публикуется в ЕМИСС.

Данные производства тепла котельными из формы 1-ТЕП частично задваиваются, что можно увидеть по данным в региональном разрезе. Это задвоение влияет на совокупные показатели производства тепла, и, скорее всего, показатели завышены.

Совокупный отпуск тепла и сумма отпуска тепла различными источниками в среднем различается на 7% за 20 лет. Сюда, скорее всего, входят часть производственных котельных, а также часть отопительных котельных, мощностью менее 20 Гкал/ч, которые учитываются в формах 6-ТП и 1-ТЕП как мелкие и не относятся к СЦТ, но включены в оценки полного производства тепловой энергии в СЦТ Росстатом.

Данные о расходе топлива в указанных формах не совпадают. В форме 6-ТП отсутствует разделение расхода топлива для производства тепла и электроэнергии. Затраты топлива для производства тепла котельными, представленные в форме 1-ТЕП, включают в себя затраты топлива котельными разной мощности, в том числе и мелкими, в результате чего динамика затрат нестабильна и не отражает сегмент централизованного теплоснабжения. Кроме того, по данным 1-ТЕП, совокупный расход топлива в котельных сокращается быстрее, чем производство тепла на них; однако, удельный расход топлива при этом растет. Так, расхождение удельных расходов условного топлива (УРУТ) котельных - 16%, при этом по форме 1-ТЕП КПД котельных получается 78%, а по форме 4-ТЭР - 91%. Тем не менее, данные расхода топлива можно считать наиболее достоверными, поскольку учет топлива происходит наиболее качественно и многосторонне. Учитывая частичное задвоение показателей совокупного производства тепла, УРУТ источников тепла в реальности должны быть выше, чем в формах 1-ТЕП и 4-ТЭР, что означает худшее состояние экономики отрасли, чем показано в статистике и расчетах.

Выручка организаций теплоснабжения в статистике представлена в формах

⁴ С 2015 г. форма 11-ТЭР утратила силу, ее заменила форма 4-ТЭР

Росстата 1-Предприятие и 22-ЖКХ. В форме 1-Предприятие представлена выручка предприятий (кроме малых и средних), которые производят товары и услуги и продают их юридическим и физическим лицам. Форма 1-Предприятие с 2021 г. недоступна, данные о выручке и затратах теперь публикуются в ЕМИСС. В форме 22-ЖКХ содержится выручка организаций, оказывающих жилищно-коммунальные услуги населению, а также организаций, поставляющих тепло бюджетным организациям и части промышленных и прочих потребителей. В эти данные не попадает большая часть продажи тепла промышленности и прочим потребителям. Так, расчетная выручка сектора теплоснабжения превышает выручку из формы 22-ЖКХ на 32%, из формы 1-Предприятие на 44%.

Эти проблемы статистического представления отрасли теплоснабжения не решены ни на государственном уровне, ни в научном сообществе. Балансы производства и потребления тепла, различными способами решая существующие проблемы составлялись учеными в ИНП РАН А.С. Некрасовым, В.В. Семикашевым, С.А. Ворониной, а также И.А. Башмаковым и в рамках отчетов ФГБУ «РЭА».

1.4. Анализ состояния и проблем централизованного теплоснабжения в России

Представленный далее анализ состояния сектора централизованного теплоснабжения включает анализ взаимного влияния производственных и технико-экономических характеристик сектора централизованного теплоснабжения, а также тарифов, финансового состояния отрасли на периоде 2000-2022 гг., в том числе в региональном разрезе.

Суровый холодный климат большей части территории России, высокая плотность расселения населения и производственных предприятий определяет конкурентоспособность и экономическую эффективность централизованного теплоснабжения на большей части страны [127], а граница перехода к децентрализованному теплоснабжению на юге Европейской части России находится на уровне Ростовской области и Краснодарского края [103].

Сегмент централизованного теплоснабжения регулируется государством, ответственность за который распределена между федеральной, региональной и местной властями². На федеральном уровне за организационно-технологическую политику (принципы ценообразования, требования к схемам теплоснабжения, разработка государственной политики в части организации и оказания услуг теплоснабжения) и утверждение схем теплоснабжения городов численностью более 500 тыс. чел. отвечает Минэнерго РФ. За системы ЖКХ, тепловые сети, котельные и экспертизу схем

теплоснабжения остальных населенных пунктов отвечает Министерство строительства и ЖКХ РФ (рис. 1.5). Фактически ни на Минэнерго, ни на Минстрое не лежит ответственности за обеспечение теплом [93].

Региональные власти отвечают за установление тарифов, технических нормативов (нормативы потерь, удельных расходов топлива, запасов топлива), инвестиционных программ и мониторинг схем теплоснабжения в своем регионе.

На муниципальном уровне лежит ответственность за обеспечение надежного и качественного теплоснабжения, в том числе обеспечение удовлетворительного состояния систем теплоснабжения, ремонты и строительство источников теплоснабжения, сетей и прочее. Однако, инструментов для реализации этой ответственности у местных властей за редким исключением отдельных богатых населенных пунктов нет.

<p style="text-align: center;">Федеральный уровень</p> <ul style="list-style-type: none">• Минэнерго РФ - организационно-технологическая политика (принципы ценообразования, требования к СТ, разработка государственной политики в части организации и оказания услуг теплоснабжения) и утверждение схем теплоснабжения городов численностью более 500 тыс. чел.• Минстрой и ЖКХ РФ – организация систем ЖКХ, тепловые сети, котельные и экспертиза схем теплоснабжения остальных населенных пунктов
<p style="text-align: center;">Региональный уровень</p> <p>Установление тарифов, технических нормативов (нормативы потерь, удельных расходов топлива, запасов топлива), инвестиционных программ и мониторинг схем теплоснабжения</p>
<p style="text-align: center;">Муниципальный уровень</p> <p>Обеспечение надежного и качественного теплоснабжения, в том числе обеспечение удовлетворительного состояния систем теплоснабжения, ремонты и строительство источников теплоснабжения, сетей и прочее</p>

Рисунок 1.5. Организация теплоснабжения в России

Ценообразование в централизованном теплоснабжении регулируется государством и формируется в основном по методу экономически обоснованных затрат⁵. В тариф обычно закладываются текущие затраты и ремонты, исключая инвестиционную составляющую.

Исходя из особенностей функционирования централизованного теплоснабжения в отрасли вытекают проблемы, основные из которых недоинвестированность и убыточность отрасли, низкая эффективность производства и передачи тепла и высокий износ оборудования и тепловых сетей, несогласованность рынков электроэнергии и тепла (табл. 1.1). Все эти проблемы взаимосвязаны. Подробно они описаны в статье [128].

⁵ Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ (ред. от 01.05.2022 г.) «О теплоснабжении»

Таблица 1.1. Обзор основных проблем централизованного теплоснабжение в России

Проблема	Описание	Показатели	Пути решения
Тарифное регулирование	На территории страны действуют тарифообразование затраты+, которое не создает стимулов к инвестициям и развитию систем теплоснабжения	~89% тепловой энергии сейчас отпускается по тарифам затраты+	Переход на более рыночные методы тарифообразования (например, по методу альткотельной)
Износ тепловых сетей	Высокий износ тепловых сетей ведет к увеличению потерь тепла и росту числа аварий в системах централизованного теплоснабжения	31% тепловых сетей нуждаются в замене (23% из них – ветхие); потери в тепловых сетях – 12%; 4411 аварий по форме 1-ТЕП (692 аварии – на источниках теплоснабжения, 3688 аварий – на тепловых сетях), 208 аварий по САЦ Минэнерго	Увеличение доли заменяемых тепловых сетей, направление инвестиций в сети
Несогласованность рынков электроэнергии и тепла	При реформировании рынка электроэнергии не полностью была учтена специфика взаимодействия рынков электроэнергии и тепла	При реализации программы ДПМ в электроэнергетике ориентация на электроэнергию, без учета тепла, что привело, с одной стороны, к избыточным мощностям в тепловой генерации, с другой стороны, к недостатку тепловых мощностей в определенных территориях, из-за чего строятся котельные (более дорогое тепло) [151]	При разработке Схем и программ развития электроэнергетики в регионах, Схем теплоснабжения, а также при введении Ценовых зон теплоснабжения следует учитывать взаимодействие рынков электроэнергии и тепла
Убыточность	Текущее тарифообразование и недофинансированность отрасли ведут к накоплению убытков и неэффективной работе организаций в сфере теплоснабжения	Убыток отрасли теплоснабжения на уровне 180 млрд руб. (-9,6% от выручки по данным формы 1-Предприятие); наиболее убыточны небольшие и малые котельные и транспортировка и распределение тепловой энергии)	Введение Ценовых зон теплоснабжения, что позволит получать дополнительные доходы и оптимизировать структуру расходов. Проведение крупных

			инвестпрограмм по модернизации СЦТ.
Субсидии	В централизованное теплоснабжение направляется большой объем разного вида субсидий	Субсидии в централизованное теплоснабжение (теплоснабжающим организациям) – порядка 150 млрд руб. Объемы финансирования на компенсацию разницы между экономически обоснованными и действующими тарифами для населения – 113 млрд руб. Объем северного завоза составляет 72 млрд руб. (50% - энергоресурсы).	Привлекать инвестиции в отрасль теплоснабжения, что позволит сократить объем субсидий
Неэффективность систем теплоснабжения	Высокие удельные расходы на многих источниках генерации, низкая доля теплофикации и загрузки мощностей	Реальные исследования (Схемы теплоснабжения городов, исследования котельных) показывают значения УРУТ на котельных порядка 200 кг у. т./Гкал, 78% отпуска тепла от турбин на электростанциях, 35% - доля комбинированной выработки	Увеличение доли комбинированной выработки на ТЭЦ
Недоинвестированность	Отрасль не является привлекательной для инвестиций, поскольку в теплоснабжении сформирована плохая регуляторная среда	Инвестиции 166 млрд руб.; 80% - собственные средства, 20% - привлеченные, в основном бюджетные средства	Переход в Ценовые зоны теплоснабжения, привлечение инвестиций за счет других условий

Источник: составлено автором

*данные за 2020 г.

1.4.1. Цены (тарифы) на топливо и тепло

В тариф на тепловую энергию включены текущие затраты и ремонт, исключая инвестиционную составляющую. Основным источником инвестиций является амортизация, за счет которой не может происходить модернизация оборудования [132].

Основной составляющей затрат в теплоснабжении являются материальные затраты, 50% которых представляют затраты на топливо. Динамика цен на топливо, потребляемое тепловыми электростанциями, представлена в табл. 1.2.

В 2010-2022 гг. среднероссийская цена на газ выросла на 82% и составила 4 297 руб./т у.т., на уголь – на 106% (3 068 руб./т у.т.), на мазут – на 177% (19 316 руб./т у.т.).

Цены на газ и уголь растут стабильно и равномерно относительно друг друга, средняя цена на мазут же зависит от мировых цен на нефть и налогового режима в нефтяном секторе, от чего испытывает колебания.

Цены на уголь составляют 60-70% от цен на природный газ, а цены на мазут в 2-5 раз выше цен на газ. Экологичность газа, соотношение цен на разные виды топлива и их конкурентоспособность создают условия для роста доли производства тепловой энергии на газе.

Таблица 1.2. Среднероссийские цены на основные виды топлива для тепловых электростанций в 2010-2022 гг., руб./т у.т.

	2010	2015	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2010
Газ	2 355	3 439	3 722	3 735	3 802	4 072	4 297	82%
Уголь	1 491	2 141	2 375	2 417	2 489	2 705	3 068	106%
Нефтетопливо	6 968	9 906	15 704	12 885	10 303	18 088	19 315	177%

Источник: данные, собираемые в рамках Приказа Минэнерго России от 23.07.2012 г. № 340, ГИС ТЭК

Среднероссийские цены на тепло также растут, но меньшими темпами. Средние цены производителей тепловой энергии в России в 2010-2022 гг. выросли на 60% и составили 1 532 руб./Гкал. При этом цены тепловой энергии, отпущенной электростанциями, в 2015-2022 гг. выросли на 44% и составили 1 259 руб./Гкал, а цены тепловой энергии, отпущенной котельными, выросли на 27% и составили 2 056 руб./Гкал (табл. 1.3).

Цены на теплоэнергию, отпущенную котельными, на 63% выше цены на тепло от электростанций. Такая разница цен объясняется меньшим удельным расходом топлива на электростанциях за счет выработки тепла и электроэнергии в комбинированном цикле (за счет которого расход топлива на каждый вид энергии на 30-40% ниже, чем при раздельном производстве), большей загрузкой ТЭЦ и меньшими удельными затратами на ТЭЦ.

Таблица 1.3. Средние цены на тепловую энергию в России в 2010-2022 гг. (на конец года), руб./Гкал

	2010	2015	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2010-2015

Цены производителей тепловой энергии	959	1 093	1 273	1 292	1 326	1431	1532	60%
отпущенной электростанциями		872	1 028	1 055	1 093	1167	1259	44%
отпущенной котельными		1 621	1 775	1 798	1 799	1914	2056	27%
Цены для промышленных потребителей, тепловая энергия всего	833	1 081	1 250	1 290	1 297	1405	1554	87%
Тариф на отопление для населения	947	1 649	1 819	1 895	1 931	2083	2377	151%

Источник: база данных Росстата ЕМИСС

Средняя цена на тепло для промышленных потребителей в 2010-2022 гг. выросла на 87% и составила 1554 руб./Гкал в 2022 г., что ниже темпов инфляции и динамики роста цен на топливо. Тариф для населения вырос в 2,5 раза и составил 2377 руб./Гкал, цены для населения растут быстрее отпускных цен. Это означает, что цена за тепло все больше перекладывается на население.

В среднем по стране платежи домохозяйств за отопление составляют порядка 20 тыс. руб. в год, варьируясь от 10 до 37 тыс. руб. в год. в зависимости от города. При этом доля расходов на отопление в доходах домохозяйств составляет порядка 1-2%. Для различных регионов и разных социальных групп платежи за тепло могут быть более существенны. Так, в регионах с высокими тарифами на тепло, таких как Камчатский край, платежи населения могут достигать 70 тыс. руб. в год, а доля расходов на отопление в доходах домохозяйств составляет в среднем 3-4% и до трети у пенсионеров и домохозяйств с наиболее низкими доходами.

Цена на тепло для промышленных потребителей практически равна цене производителей тепла (что, скорее всего объясняется, большей долей электростанций в потреблении тепла промышленностью, нежели котельных), а тариф на тепловую энергию для населения на 55% выше цен производителей тепла.

Поскольку текущее тарифное регулирование не предусматривает включение инвестиционной составляющей в тариф, формирование инвестиционного ресурса для обновления отрасли происходит в недостаточной степени. Кроме того, текущие тарифообразование ведет к субсидированию отрасли, например, компенсации разницы между экономически обоснованными и действующими тарифами на тепловую энергию для населения и прочим субсидиям.

Значимая роль ТЭЦ состоит в работе одновременно на рынке электроэнергии и на рынке тепла, эту специфику необходимо учитывать при анализе и прогнозировании развития отрасли теплоснабжение и формировании тарифной политики.

1.4.2. Недостаточность инвестиционных ресурсов

Недостаточность инвестиций в обновление и повышение эффективности мощностей в теплоснабжении – одна из причин убыточности отрасли.

В 2022 г. инвестиции в основной капитал в отрасли централизованное теплоснабжение составили 202 млрд руб., что на 123% выше инвестиций в 2010 г. в текущих ценах (табл. 1.4). При более чем 120% росте инфляции за период 2010-2022 гг. реальный рост инвестиций в централизованное теплоснабжение практически отсутствует. Инвестиции в теплоснабжение составляют порядка 9-13% от выручки отрасли.

По мнению экспертов необходимой объем инвестиций в обновление и модернизацию сферы централизованного теплоснабжения составляет 2,5 трлн руб. в ближайшие 7-8 лет [62]. Это означает, что ежегодная потребность отрасли в инвестициях втрое выше текущих вложений.

В 2022 г. наибольший объем инвестиций в централизованном теплоснабжении был направлен в сегмент производства тепловой энергии – 110 млрд руб. или 54% совокупных инвестиций. Еще 81 млрд руб. или 40% инвестиций было направлено в сегменты передачи и распределения тепловой энергии.

Традиционно наибольший объем инвестиций в теплоснабжении, который каждый год увеличивался, направлялся в сегмент производства тепловой энергии котельными. Периодически просходит перераспределение инвестиций между производством и транспортировкой тепла, последнее из которых отмечено в 2020-2022 гг.

Таблица 1.4. Инвестиции в основной капитал в секторе централизованного теплоснабжения в 2010-2022 гг., млрд руб.

	2010	2014	2015	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2010
Производство, передача и распределение тепловой энергии, всего	90,5	86,9	95,7	125,9	136,2	165,7	167,3	201,9	123%
Производство тепловой энергии, в том числе:	41,1	42,4	45,9	84,7	101,1	89,7	83,2	109,5	166%
ТЭС	18,9	16,2	19,6	27,9	25,9	48,8	38,6	56,9	201%
прочими электростанциями и промышленными блок-станциями	0,1	0,1	0,4	0,1					-100%
котельными	22,2	26,1	25,9	56,7	75,1	37,9	41,4	51,3	131%
Передача тепловой энергии	30,6	18,4	18,1	26,8	25,2	65,9	71,7	80,8	164%
Распределение тепловой энергии	14,6	21,4	28,3	7,7	5,7	6,6	9,2	6,8	-53%
Деятельность по обеспечению работоспособности котельных	2,7	1,5	0,9	2,7	1,3	1,5	1,1	1,7	-37%

Деятельность по обеспечению работоспособности тепловых сетей	1,4	3	2,3	2,8	2,8	1,6	2	2,1	50%
Торговля тепловой энергии	0	0,1	0,3	0,8	0,1	0,4	0	1	

Источник: форма Росстата П-2 (инвест)

Недостаточность инвестирования в источники теплоснабжения и тепловые сети определяет низкую эффективность производственных мощностей, высокие потери и износ сетей, что ведет к росту аварийности и неудовлетворительному качеству услуг теплоснабжения. Кроме того, недоинвестированность ведет к неэффективности функционирования систем теплоснабжения, что ведет к их убыточности.

Недостаточность инвестиций в отрасль в том числе является следствием несогласованности рынков электроэнергии и тепла, поскольку в электроэнергетику инвестиции осуществляются, но без внимания к теплоснабжению.

1.4.3. Изношенность инфраструктуры

В 2022 г. протяженность тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, составила 50,6 тыс. км в двухтрубном исчислении. Это почти 30% всех тепловых сетей в стране, из них более 23% сетей – ветхие (табл. 1.5). Сетями, нуждающимися в замене, называются сети, износ которых составляет 100%. Ветхие сети это сети, которые уже служат свыше срока нормативной службы [72]. Ежегодно заменяется 2% тепловых сетей в стране, что ведет к их дальнейшему старению и накоплению износа. Эксперты считают, что необходимо осуществлять замену не менее 4-5% сетей в год⁶.

Таблица 1.5. Доля тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, ветхих и замененных, в двухтрубном исчислении в РФ в 2010-2022 гг., %

	2000	2006	2010	2015	2020	2021	2022	2022/2000-2010
Доля нуждающихся в замене в общей длине	16,0	25,0	28,0	29,1	30,8	30,2	30,3	14,3 п. п.
Доля ветхих в общей длине			21,1	21,7	23,2	23,3	23,3	2,2 п. п.
Доля замененных в общей длине			2,8	2,0	2,0	1,9	1,9	-0,9 п. п.

Источник: составлено по данным, представленным в форме Росстата 1-ТЕП, [95]

Техническое состояние тепловых сетей в 2000-2010 гг. постоянно ухудшалось, доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, за этот период увеличилась в 1,5 раза.

⁶ У кого труба лучше. «Эксперт» №40 (1091) // <https://expert.ru/expert/2018/40/u-kogo-truba-luchshe/>
Просмотрено: 03.05.2024

С 2010 г. рост изношенности тепловых сетей в стране замедлился. Однако состояние тепловых сетей по регионам сильно отличается, и с улучшением состояния тепловых сетей в одних регионах одновременно ухудшается состояние тепловых сетей в большинстве других.

Потери тепловой энергии в тепловых сетях в России находятся на уровне 12,1%. Этот показатель с 2010 г. увеличился на 1,5 п. п. (рис. 1.6). Рост потерь тепла означает рост износа тепловых сетей, а также эксплуатацию устаревших и малоэффективных котельных.

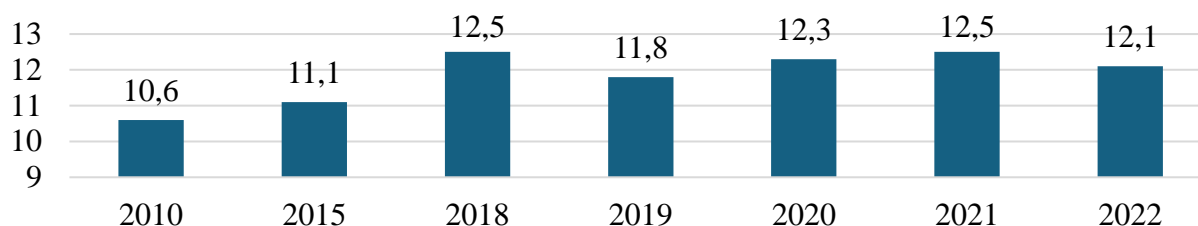


Рисунок 1.6. Потери тепловой энергии в тепловых сетях в 2010-2022 гг., % от количества поданной в сеть тепловой энергии

Источник: форма Росстата 1-ТЕП

При этом многие эксперты отмечают, что реальные потери тепловой энергии могут быть значительно выше – 20-30%⁷ [129], часть этих потерь списывается в потребление тепла и оплачивается потребителями.

Высокий износ тепловой инфраструктуры определяет высокие потери и низкую эффективность работы систем теплоснабжения, что ведет к убыточности отрасли теплоснабжение, а также высокой аварийности и неудовлетворенности потребителей качеством услуг.

При этом из-за описанного выше тарифного регулирования отсутствуют возможности осуществлять долгосрочные инвестиции для модернизации мощностей как в части производства, так и в части передачи и распределения тепловой энергии. В результате, невозможно осуществить инвестпроекты даже в случае их окупаемости.

1.4.4. Характеристика эффективности работы систем централизованного теплоснабжения

Еще одной проблемой сферы теплоснабжения является высокий удельных расход топлива при производстве тепловой энергии – 161,7 кг у. т./Гкал в 2022 г.(табл. 1.6).

⁷ Трубы погорят: Минстрой заявил о необходимости ремонта 30% теплосетей. Известия от 31.01.2019 // <https://iz.ru/837395/svetlana-volokhina-nikolai-khrenkov/truby-pogoriat-minstroj-zaiavil-o-neobkhodimosti-remonta-30-teplosetei> Просмотрено: 03.05.2024

В 2010-2020 гг. удельный расход вырос на 11,9 кг у. т./Гкал (до 156,3 кг у. т./Гкал) на тепловых электростанциях и на 3,2 кг у. т./Гкал (до 167,1 кг у. т./Гкал) на котельных, тенденций к его сокращению не наблюдается. Удельный расход топлива на электростанциях ниже, чем на котельных, за счет производства тепла в теплофикационном режиме.

Таблица 1.6. Фактический удельный расход топлива на производство тепловой энергии в 2010-2022 гг., кг у. т./Гкал

	2010	2015	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2010
Тепловые электростанции	144,4	155,5	154,2	155,3	155,9	156,8	156,3	11,9 (+8%)
Котельные	163,9	165,3	165,6	168,5	170,4	169,4	167,1	3,2 (+2%)

Источник: форма Росстата 4-ТЭР (11-ТЭР)

Для оценки эффективности использования установленной мощности источников тепла применяют показатель коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), который рассчитывается как отношение количества выработанной электроэнергии к объему выработанной электроэнергии при полной загрузке установленных мощностей (табл. 1.7).

Таблица 1.7. Коэффициент использования установленной мощности источников тепла в целом по РФ в 2022 гг., %

		2020
Котельные	в среднем по году	15,3
	в отопительный период	25,7
Тепловые электростанции	в среднем по году	22,6
	в отопительный период	38,0
В целом по всем источникам	в среднем по году	18,3
	в отопительный период	30,8

Источник: [67]

КИУМ в среднем по стране довольно низкий – 18% в среднем по году и почти 31% в отопительный период. Из года в год КИУМ практически не изменяется. Низкий КИУМ говорит о том, что тепловые мощности недозагружены, а источники теплоснабжения имеют низкую эффективность. При сокращении производства тепла (что происходило в 2000-2022 гг.) увеличиваются избыточные мощности в теплоснабжении. При этом, по-видимому, большая часть систем централизованного теплоснабжения базируется на оборудовании советских времен.

Низкие показатели эффективности на объектах теплоснабжения и тепловых сетях, а также низкая эффективность работы системы в целом являются следствием неэффективного управления и отсутствия стимулов для реализации потенциала повышению эффективности. И приводит к убыточности и недостаточности финансирования отрасли.

1.4.5. Убыточность сферы централизованного теплоснабжения

Последние 30 лет сектор централизованного теплоснабжения остается убыточным. По данным Росстат в 2022 г. совокупный выпуск отрасли составил 1 339 млрд руб., а затраты – 1 433 млрд руб. Убыток отрасли равен 94 млрд руб., а операционная рентабельность – -7% (табл. 1.8). Данные о затратах и выручке до 2021 г. взяты из формы 1-Предприятие, далее – из ЕМИСС.

Наиболее убыточным сегментом в теплоснабжении является сегмент производства тепловой энергии котельными, на него приходится около 80% убытка сектора. Другие сегменты теплоснабжения также убыточны (за исключением некоторых сегментов в отдельные периоды). Потребность субсидирования тарифа для населения из бюджета составляет более двухсот миллиардов рублей ежегодно при фактических субсидиях в 150 млрд руб. [113].

Таблица 1.8. Финансовый баланс сектора централизованного теплоснабжения в 2010-2022 гг. по данным формы 1-Предприятие, млрд руб.

	Год	Выпуск, млрд. руб.	Затраты, млрд. руб.	Прибыль, млрд. руб.	Операционная рентабельность
Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение, всего	2010	675,1	721,4	-46,3	-6,4%
	2015	909,1	998,2	-89,1	-9,8%
	2018	1 076,8	1 179,2	-102,4	-9,5%
	2020	1119,5	1276,3	-156,8	-14,0%
	2022	1339,5	1433,3	-93,8	-7,0%
Производство тепловой энергии тепловыми электростанциями	2010	54,6	54,7	-0,2	-3,7%
	2015	120,5	123,6	-3,1	-2,6%
	2018	134,7	146,0	-11,3	-8,4%
	2020	220,3	205,0	15,3	7,0%
	2022	294,6	300,6	-6,0	-2,0%
Производство тепловой энергии котельными	2010	289,7	319,6	-29,9	-9,4%
	2015	514,0	595,2	-81,2	-15,8%
	2018	637,9	719,6	-81,7	-12,8%
	2020	664,0	752,9	-88,9	-13,0%
	2022	619,8	723,2	-103,4	-17,0%
Передача тепловой энергии	2010	118,9	116,4	0,2	2,1%
	2015	114,1	113,9	0,2	0,2%
	2018	97,8	97,5	0,2	0,2%
	2020	99,8	101,0	-1,2	-1,0%
	2022	89,1	88,8	0,3	0%
Распределение тепловой энергии	2010	185,3	203	-1,8	-8,7%
	2015	122,4	123,2	-0,9	-0,7%
	2018	109,4	111,0	-1,6	-1,4%
	2020	113,1	116,6	-3,5	-3,0%
	2022	295,8	278,6	17,2	6,0%
Прочее (сервис и ремонт; торговля теплом)	2010	19,9	20,5	-0,6	2,7%
	2015	26,8	30,1	-3,3	-12,5%

	2018	22,8	28,4	-5,5	-24,3%
	2020	55,4	50,1	5,3	10,0%
	2022	22,0	24,4	-2,4	-11,0%

Источник: форма Росстата 1-предприятие, ЕМИСС

В структуре затрат в централизованном теплоснабжении преобладают материальные затраты – 67%, среди которых доминируют затраты на топливо и энергию. 22% составляют затраты на оплату труда; 7% - амортизация, остальное – прочие затраты (рис. 1.7).

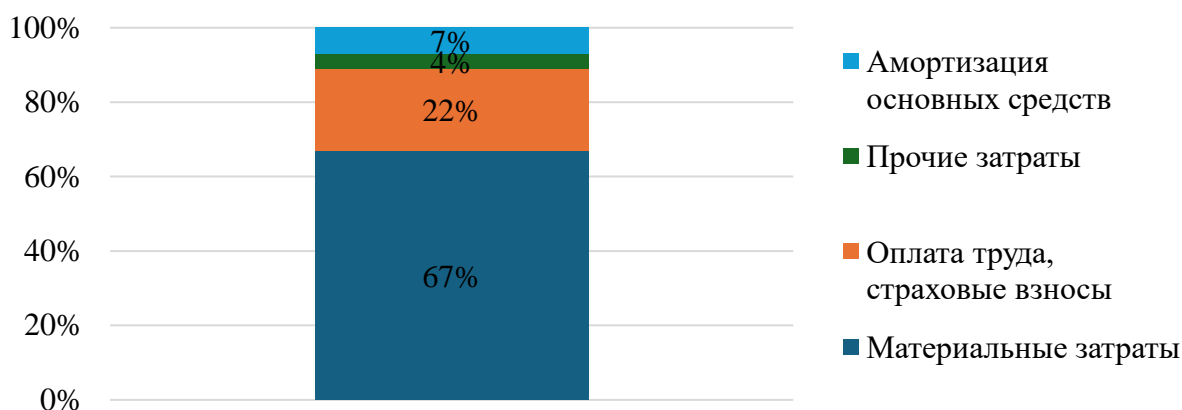


Рисунок 1.7. Структура затрат в секторе централизованного теплоснабжения в 2022 г., %

Убыточность сектора, сконцентрированная в тепловых сетях и небольших котельных, одновременно является причиной низкого уровня инвестиций, и следствием тарифного регулирования, которое не стимулирует повышать эффективность и сокращать издержки в отрасли, особенно в муниципальной собственности или в частных компаниях, находящихся в сегменте регулирования тарифов.

Кроме того, убыточность сектора ведет к необходимости субсидированию теплоснабжающих организаций в отрасли, на которое тратятся значимые бюджетные средства (десятки млрд руб.) и которое осуществляется в ущерб инвестиций.

1.4.6. Анализ функционирования ТЭЦ

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) занимают порядка 45% в общероссийском отпуске тепловой энергии в секторе централизованного теплоснабжения.

Функционально ТЭЦ представляет собой такую электростанцию, которая в рамках цикла выработки электроэнергии использует часть тепловой энергии сгоревшего топлива для отпуска тепловой энергии в сеть. ТЭЦ могут быть как частью СЦТ и снабжать различные группы потребителей, так и могут быть, по сути, цехом в рамках

производственного предприятия и работать преимущественно или только на нужды промпредприятия.

Важной спецификой ТЭЦ является то, что это наиболее эффективный производитель тепла с точки зрения использования топлива, и, как следствие, выбросов парниковых газов.

На ТЭЦ возможны два режима работы:

- комбинированный (он же теплофикационный⁸ или когенерация) - одновременно производится электроэнергия, и тепло (при этом экономия топлива составляет 40% по сравнению с отдельным производством [91]);
- конденсационный - вырабатывается только электроэнергия.

При работе в комбинированном режиме у ТЭЦ высокие показатели параметров КПД (до 60-80%), КПИТ (коэффициент полезного использования топлива) (до 70-80%), а также низкие УРУТ. Однако при работе в конденсационном режиме УРУТ на производство электроэнергии у таких станций хуже, чем у чисто конденсационных электростанций. Поэтому для эффективного использования ТЭЦ очень важно проектировать и использовать их в комбинированном режиме.

Рассмотрим, как такая специфика ТЭЦ отражается в статистике Росстата.

Удельный расход топлива при производстве тепла на электростанциях (в основном в теплофикационном режиме) по форме 4-ТЭР составляет 156 кг у. т./Гкал. Это значительно ниже, чем у других источников теплоснабжения. Так, УРУТ котельных 167 кг у. т./Гкал (также по форме 4-ТЭР).

Тарифы на тепловую энергию, произведенную на электростанциях, в среднем ниже, чем тарифы на тепло от других источников. Так, тариф на тепло на электростанциях составляет 1259 руб./Гкал, а на котельных – 2056 руб./Гкал.

Если рассматривать финансовое состояние сегмента электростанций (подробнее в параграфе 1.4.5), то относительно других сегментов теплоснабжения оно лучше — это один из наиболее финансово успешных сегментов. Рентабельность сегмента электростанций выше, чем в целом в теплоснабжении — по оценкам автора, рентабельность в сегменте электростанций положительна или около нуля даже при более низких тарифах на тепло.

В мире существуют успешные примеры организации теплоснабжения на базе когенерации в масштабе страны. Так, в Дании, стране с наиболее эффективным теплоснабжением, комбинированная генерация тепла и электроэнергии рассматривается

⁸ Термин использовавшийся как основной в советское время. В настоящее время в экономических статьях используется как синоним вместе с когенерацией или комбинированным режимом выработки

основным направлением развития энергетического сектора. В стране была введена программа, при которой все источники тепла должны были быть реконструированы в ТЭЦ [178], а в электроэнергетике отдается приоритет электроэнергии, вырабатываемой ТЭЦ и возобновляемым источникам.

В Европе в ряде стран при возможности применяют ТЭЦ. А также в Китае около 90% тепла производится на ТЭЦ [164].

При реформировании СЦТ в восточноевропейских странах, где достаточно часто использовались ТЭЦ в рамках систем теплоснабжения, их не стали исключать, а сохранили там, где они экономически эффективны [172].

Так что мировой опыт свидетельствует об эффективности ТЭЦ при возможности их правильного использования в системах энергоснабжения.

При этом при использовании ТЭЦ существуют свои ограничения. Поскольку на ТЭЦ производится два товара, при выработке необходимо учитывать спрос на оба товара. Спрос на электроэнергию относительно постоянный в течение года, в то время как спрос на тепло специфичный и сезонный: спрос на ГВС стабильный на протяжении всего года, а вот спрос на тепло появляется только в отопительный период. При отсутствии согласования спроса и на электроэнергию, и на тепло, работа ТЭЦ будет, скорее всего, неоптимальной.

В последние годы в России активно строятся объекты генерации на основе ВИЭ⁹. Как правило, при процессе принятия решений о таких проектах не анализируется влияние на режимы работы близлежащих ТЭЦ. Такой же эффект обсуждался на заседании ПРЭН-клуба¹⁰ для новых АЭС на примере Белорусской АЭС.

При реализации программы ДПМ и реформировании рынка электроэнергетики ориентация находилась на электроэнергии, без учета тепла, что привело, с одной стороны, к избыточным мощностям в тепловой генерации, с другой стороны, к недостатку тепловых мощностей на определенных территориях, из-за чего строятся котельные (более дорогое тепло). Однако реформирование рынка электроэнергетики и последствия этого остаются за пределами данного исследования.

Мощности электростанций растут, что показывает растущую потребность энергетики в ТЭЦ. Однако строительство новых электростанций происходит под потребности электроэнергетики и часто строится в регионах, где состояние теплоснабжения ухудшается (растут потери и износ). Так, часть положительных эффектов

⁹ Россия наряду с традиционной генерацией активно развивает возобновляемые источники энергии // RG.RU, 2023 URL: <https://rg.ru/2023/12/22/kilovatt-stanovitsia-chishche.html> Просмотрено: 10.09.24

¹⁰ Что делать с ТЭЦ? О чем говорили эксперты на заседании ПРЭН-клуба в Ярославле. Заседание ПРЭН-клуба от 27 октября 2017 г. URL: <http://www.energosoвет.ru/news.php?ver=full&zag=1510485994>
Дата обращения: 04.06.2024

от комбинированной выработки электроэнергии и тепла на ТЭЦ теряется из-за отсутствия согласования рынков электроэнергии и тепла, из-за чего ТЭЦ в России работают неэффективно, а негативные последствия на себя принимает рынок тепла.

Важным является вопрос разделения расхода топлива на ТЭЦ при производстве тепла и электроэнергии в комбинированном цикле. В теории и литературе выделяются несколько способов разделения затрат: физический метод, нормативный метод, пропорциональный метод, эксергетический метод и другие. На практике теплоснабжающие компании сами решают, какой способ им использовать [40]. Несмотря на важность как технической, так и экономической сторон этого вопроса, он остается за пределами данного исследования.

Существуют разные прогнозы развития и роли ТЭЦ в энергетике. По прогнозам ИНЭИ РАН доля ТЭЦ в производстве тепла в различных сценариях вырастет до 73-75% в базовых вариантах и до 61% в вариантах квотирования выбросов при сокращении выработки тепла до 1042 Гкал к 2050 г. [177], то есть роль ТЭЦ в теплоснабжении возрастет в будущем. Хотя есть и другая точка зрения. Она заключается в том, что ТЭЦ будет тяжело сохранить свою долю в условиях:

- удешевления удельных капиталовложений в рамках развития и достижения зрелости технологий в теплоснабжении;
- развития технологий энерго- и теплосбережения;
- увеличения децентрализации принятия инвестиционных и производственных решений. Такие позиции отображены в работах [171, 172].

В третьей главе будут рассмотрены возможности роста доли ТЭЦ в производстве тепла и оценены последствия этого для теплоснабжения – это третий сценарий (см. раздел 3.2.3). Поэтому при формировании сценария и его параметров следует учитывать все вышеперечисленные аспекты и специфику работы ТЭЦ.

Выводы

Существующее тарифное регулирование не предусматривает включение инвестиционной составляющей в тариф, в результате чего в недостаточной степени формируются инвестиционные ресурсы и не происходит обновления отрасли. Отсутствие достаточного уровня финансирования сектора теплоснабжения на протяжении долгих лет привело к старению и высокому износу тепловых сетей и генерирующих мощностей, что повлияло на увеличение потерь, относительно высокие УРУТ и низкую эффективность работы сектора. Кроме того, снижение производства тепла, которое, по-видимому, во

многим связано с переходом части потребителей на самогенерацию, привело к увеличению избыточных мощностей, что также говорит о неэффективности действующей экономической модели сектора.

Низкие показатели эффективности на объектах теплоснабжения и тепловых сетях, а также низкая эффективность работы системы в целом являются следствием неэффективного управления и отсутствия стимулов для реализации потенциала повышения эффективности, с одной стороны, и определяют устойчивую убыточность сектора, с другой стороны.

Кроме того, убыточность сектора ведет к необходимости субсидированию теплоснабжающих организаций, на что тратятся значимые бюджетные средства. Можно предположить, что такое финансирование идет в том числе в ущерб инвестиций. В результате, текущие условия функционирования теплоснабжения не позволяют осуществлять даже окупаемые (по расчётам) эффективные проекты.

По итогам анализа состояния отрасли теплоснабжения стоит отметить, что несмотря на проводимые меры и механизмы государства, состояние отрасли теплоснабжения не улучшилось и имеющиеся на протяжении долгого времени проблемы все еще не решены. Произошло некоторое повышение эффективности в ряде систем централизованного теплоснабжения, что на статистике отображается лишь в некоторых регионах. Это подчеркивает отсутствие изменений в секторе в целом несмотря на все меры, принимаемые государством, в том числе и за счет механизма алькотельной.

Описанные взаимосвязи внутри сектора характерны для большинства регионов, но распределены по регионам страны неоднородно. В разделе 1.6 показано, что есть ряд регионов, в которых ситуация в СЦТ улучшается, хотя в большинстве регионов она деградирует.

1.5. Анализ структурной перестройки сектора централизованного теплоснабжения в 2000-2022 гг.

1.5.1 Анализ трансформации сектора теплоснабжения и факторы его определившие

Сектор централизованного теплоснабжения представлен более 50 тыс. локальных систем теплоснабжения и 18 тыс. теплоснабжающих организаций. В части производственных мощностей сектор централизованного теплоснабжения включает в себя 572 тепловых электростанций, 74 тыс. отопительных котельных, в том числе 598 крупных котельных мощностью более 100 Гкал/час, 2,5 тыс. котельных мощностью от 20 до 100 Гкал/час и 395 когенерационных установок (на 2022 г.) [130].

Совокупная мощность источников теплоснабжения в России в 2022 г. составила 710 тыс. Гкал/час. Из них 416 тыс. Гкал/час или 59% мощности составляют котельные и 294 тыс. Гкал/час или 41% мощности – тепловые электростанции.

Трансформацию отрасли можно проследить по тенденциям в потреблении и производстве тепла, которые происходили в последние двадцать лет. С 2000 г. по 2022 г. потребление тепла в России сократилось на 12%. На наш взгляд, это связано с изменением статистического учета в системах централизованного теплоснабжения (уход от нормативного расчета потребления тепла к приборному) и соответствующим повышением качества учета производства и потребления тепла, сокращением потребности у потребителей за счет повышения качества ограждающих конструкций, а также уходом части потребителей в децентрализованный сегмент. Возможно также влияние изменения климата – уменьшение средних температур во время отопительного периода. Однако влияние этого фактора на процессы потребления тепловой энергии, по-видимому, в разы или на порядок ниже, чем перечисленных ранее.

При этом за рассматриваемый период произошел рост экономики (на 81%) и промышленности и рост жилой площади (на 41%). Это должно было бы сопровождаться ростом потребления тепла, а не сокращением. При этом в последнее десятилетие сокращение потребления тепла замедлилось, в связи с чем можно предположить, что потенциал сокращения потребления тепловой энергии в централизованном теплоснабжении близок к исчерпанию.

Основными потребителями тепла являются промышленность и население – 500,1 и 474,2 млн Гкал. На них в сумме приходится 80% потребления тепла. Остальное потребляется прочими потребителями – 209 млн Гкал.

С 2000 г. потребление тепла в промышленности сократилось на 15%. Отметим, что более масштабное сокращение потребления промышленностью было в 1990-е годы, тогда значимая часть потребителей сегмента перешла на собственную генерацию, а часть сильно сократила выпуск промпродукции и используемые производственные площади. Потребление тепла населением за рассматриваемый период сократилось на 13%, а прочими потребителями на 31%.

Структура потребления тепла менялась слабо. С 2000 г. по 2022 г. доля промышленности в потреблении тепла выросла с 41% до 42%, доля прочих потребителей сократилась с 21% до 18%, доля населения почти не изменилась, оставшись на уровне 39-40%.

Вслед за потреблением производство тепла также не растет (табл. 1.9). Производство тепла сокращается неравномерно: на котельных на 8%, а на электростанциях на 21%.

С 2021 г. произошли изменения в расчете показателей котельных, что видно в таблице 1.9 – часть котельных, которая ранее попадала в статистику отопительных котельных, теперь не учитывается в ней и выходит в небаланс. Подробное объяснение представлено в Главе 1.3.

При этом сокращения мощностей тепловой генерации в таких же масштабах не происходит. Так, в 2020 г. суммарная мощность источников теплоснабжения составила 839,3 тыс. Гкал/час, а в 2015 г. - 865,6 тыс. Гкал/час. Это показывает отсутствие реакции производственной части сферы теплоснабжения на тенденции в потреблении тепла. Не только производственные мощности в теплоснабжении не подстраиваются под сокращение потребления тепла, но и структура производства тепла также не меняется.

Таблица 1.9. Производство и потребление тепловой энергии в России в 2000-2022 гг., млн Гкал

	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2000
ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛА В СЦТ	1 502,2	1 488,9	1 424,5	1 243,9	1 283,8	1 271,9	1 309,7	1 271,0	1221,4	1341,9	1315,7	-12%
Электростанции, в том числе:	632,6	631,4	622,9	567	591,9	591,6	599,5	578	563,7	591,2	582,1	-8%
ТЭЦ, в том числе по типам агрегатов	629,2	628,4	619,5	563,7	588,4	588,2	596,2	574,7				
Турбоагрегаты		497,2	494,4	476,2	484,6	487,9	492,1	481,4	492,1	514,3	507,0	
Пиковые водогрейные котельные				36,6	48,4	40,8	47,9	39,4				
Редукционно-охладительные установки котлов				42,7	45,8	48,3	51,1	48,3				
ТЭС, работающие в режиме котельной				8,2	9,5	11,2	5,2	5,7				
АЭС	3,4	3	3,4	3,3	3,4	3,4	3,3	3,3				
ГЕОТЭС	0	0	0	0	0,1	0	0	0				
Доля комбинированной выработки**		78,7%	79,4%	84,0%	81,9%	82,5%	82,1%	83,3%	87,3%	87,0%	87,1%	
Отопительные котельные с установленной мощностью 20 Гкал/ч и более, в том числе:	705,8	760,7	689,4	625,2	674,4	668,5	684,1	650,7	622,3	571,8	559,6	-21%
с установленной мощностью от 20 до 100 Гкал/ч	236,9	216,5	198,9	177,7	176,5	175,1	185,7	151,2	139,8	145,8	141,6	-40%
с установленной мощностью свыше 100 Гкал/ч	468,9	544,2	490,5	447,5	497,9	493,4	498,5	499,5	517,9	426	418,0	-11%
Электробойлерные (другие источники)	9,1	2,5	3,9	2,6	2,8	2,5	2,5	2,7	0,14			
Небаланс	154,7	94,3	108,3	49,1	14,7	9,3	23,5	39,6	35,4	178,9	174,0	12%
ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛА ОТ СЦТ	1 502,20	1 488,90	1 424,50	1 243,90	1 283,80	1 271,90	1 309,70	1 271,00	1221,4	1342	1315,7	-12%
Потери тепла при производстве и транспортировке	60,2	105	107,8	114,1	114,1	93,8	102,2	94,5	95,1	133,6	132,5	120%
Конечное потребление, в том числе:	1 441,30	1 381,80	1 316,70	1 129,80	1 169,70	1 178,10	1 207,50	1176,5	1126,3	1208	1183,2	-18%
Промышленность	591,2	637,7	574,7	511,7	547,4	547,4	564,9	558,6	554,4	513,2	500,1	-15%
Население	545,6	527,8	526,4	450,8	400,4	409,5	499,8	476,7	442	476,5	474,2	-13%
Прочие	304,5	216,3	215,6	167,3	221,9	221,2	142,8	141,2	129,9	218,6	209	-31%
Доля промышленности	41,0%	46,1%	43,6%	45,3%	46,8%	46,5%	46,8%	47,5%	49,2%	42,5%	42,3%	1,3 п. п.
Доля населения	37,9%	38,2%	40,0%	39,9%	34,2%	34,8%	41,4%	40,5%	39,2%	39,4%	40,1%	2,2 п. п.
Доля прочих	21,1%	15,7%	16,4%	14,8%	19,0%	18,8%	11,8%	12,0%	11,5%	18,1%	17,7%	3,4 п. п.

Источники: формы Росстата 1-ТЕП, 6-ТП, 4-ТЭР/11-ТЭР, 1-Натура-БМ/РСЕ

** отношение производства тепла турбоагрегатами к производству тепла электростанциями

1.5.2. Анализ институциональной перестройки в сфере теплоснабжения (перестройки структуры собственности)

Для анализа трансформации рассматриваемого сектора необходимо проанализировать институциональные изменения, проходящие в нем. Отражением институциональных изменений являются изменения в структуре собственности, которые произошли в 2000-2022 гг. Далее проанализированы данные, включающие в себя отчетность организаций, занимающихся производством тепла на котельных, передачу и распределение по тепловым сетям. Сюда не включен анализ тепловых электростанций.

Далее к частной собственности отнесены собственность частная, собственность общественных и религиозных организаций, смешанная, совместная российская и иностранная собственность. К государственной собственности относятся муниципальная, государственная и собственность госкорпораций.

Число организаций в сфере теплоснабжения в 2000-2022 гг. находилось на уровне 19-21 тыс. ед, в 2022 г. насчитывалось 19 тыс. организаций (табл. 1.10). Суммарная мощность источников теплоснабжения сократилась на 13%, составив 570,9 Гкал/час в 2022 г. Производство тепловой энергии на котельных в рассматриваемый период сократилось на 27% и в 2022 г. составило 733,6 тыс. Гкал. Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении сократилась на 10% - до 167,3 тыс. км в 2022 г. Все эти изменения отражают снижение спроса на тепло в централизованном сегменте.

В разрезе форм собственности наблюдаются более заметные изменения. За двадцать лет доля организаций с государственной и муниципальной собственностью выросла с 56% до 73%. До 2019 г. доля суммарной мощности источников теплоснабжения, находящихся в частной собственности, а также доля частных компаний в производстве тепла росла – с 57% до 68% и с 61% до 75% соответственно. Однако в 2019-2020 гг. динамика поменялась на обратную. Доля тепловых сетей, находящихся в частной собственности, увеличилась с 18% до 57%. По-видимому, рост доли частной собственности в сетях и источниках теплоснабжения – сложившийся тренд, а изменение динамики этих показателей в последние два года объясняется переходом части частной собственности в теплоснабжении на баланс государства после больших аварийных ситуаций.

Таблица 1.10. Основные показатели работы источников теплоснабжения по формам собственности в 2000-2022 гг.

		2000	2005	2010	2015	2022	2022/2000
Всего	Число организаций, тыс. ед.	21,4	17,4	19,5	21,8	19,0	-11%
	Суммарная мощность источников теплоснабжения,	664,9	623,2	581,8	609,2	570,9	-14%

	Гкал/ч						
	Произведено тепловой энергии котельными, тыс. Гкал	998,7	952,2	872,8	791	733,6	-27%
	Протяженность теплосетей в двухтрубном исчислении, тыс. ед.	186,6	177,2	171,3	171,3	167,3	-10%
Государственная собственность	Число организаций, тыс. ед.	56,0%	68,7%	68,4%	67,0%	72,6%	16,6 п. п.
	Суммарная мощность источников теплоснабжения, Гкал/ч	42,8%	43,0%	32,2%	30,3%	27,9%	-14,9 п. п.
	Произведено тепловой энергии котельными, тыс. Гкал	38,8%	38,1%	28,6%	27,5%	24,2%	-14,6 п. п.
	Протяженность теплосетей в двухтрубном исчислении, тыс. ед.	82,2%	79,3%	59,3%	44,8%	42,8%	-39,4 п. п.
Частная собственность	Число организаций, тыс. ед.	44,0%	31,3%	31,6%	33,0%	27,4%	-16,6 п. п.
	Суммарная мощность источников теплоснабжения, Гкал/ч	57,2%	57,0%	67,8%	69,7%	72,1%	14,9 п. п.
	Произведено тепловой энергии котельными, тыс. Гкал	61,2%	61,9%	71,4%	72,5%	75,8%	14,6 п. п.
	Протяженность теплосетей в двухтрубном исчислении, тыс. ед.	17,8%	20,7%	40,7%	55,2%	57,2%	39,4 п. п.

Источники: форма Росстата 1-ТЕП

Таким образом, за двадцать лет частные компании сосредоточились на наиболее эффективных объектах теплоснабжения, а в государственной собственности (в большей степени муниципальной) остались наиболее убыточные тепловые сети и мелкие неэффективные котельные.

В ходе анализа были рассмотрены основные характеристики объектов теплоснабжения – структура топлива, удельные расходы топлива, число аварий в разрезе форм собственности организаций (табл. 1.11).

И на частных, и на государственных источниках теплоснабжения основным топливом является природный газ. Прослеживается тренд на увеличение его доли и снижение доли других видов топлива. В 2000-2020 гг. в государственном сегменте прирост доли газа в структуре топлива составил почти 23 п. п. – до 64%, а в частном сегменте – почти 22 п. п. до 64%. При этом основной прирост пришелся на 2000-2010 гг.

Более 60% аварий в теплоснабжении в 2020 г. произошло на объектах теплоснабжения, находящихся в государственной и муниципальной собственности – 2,5 тыс. На объектах теплоснабжения, находящихся в частной собственности, произошло 1,6 тыс. аварий. При этом число аварий относительно 2000-ых гг. значительно сократилось.

Таблица 1.11. Характеристика источников теплоснабжения по видам топлива, числу аварий и удельному расходу в разрезе форм собственности в 2000-2020 гг.

		2000	2005	2 010	2015	2020*	2020/2000-2005
Государственная собственность	Структура по видам топлива						
	Газообразное топливо, %	41,3%	46,4%	54,9%	62,5%	64,1%	22,8 п. п.
	Твёрдое топливо, %	49,0%	46,7%	40,1%	34,5%	29,9%	-19,1 п. п.
	Жидкое топливо, %	9,7%	6,8%	5,0%	3,1%	5,2%	-4,5 п. п.
	Удельный расход, кг у.т./Гкал	188,2	174,8	176,4	177	170	-9,7%
	Число аварий, тыс. ед.		20,5	8,7	2,8	2,5	-87,8%
Частная собственность	Структура по видам топлива						
	Газообразное топливо, %	42,5%	59,5%	62,0%	64,0%	64,0%	21,5 п. п.
	Твёрдое топливо, %	39,8%	30,8%	33,8%	32,8%	33,8%	-6,0 п. п.
	Жидкое топливо, %	17,7%	9,7%	4,2%	3,2%	2,2%	-15,5 п. п.
	Число аварий, тыс. ед.		6	5,9	3	1,6	-73,3%
	Удельный расход, кг у.т./Гкал	166,8	165,7	175,6	191,3	176,4	6,5%

Источники: форма Росстата 1-ТЕП

*анализ ограничен до 2020 г., поскольку автору доступна форма 1-ТЕП за 2021-2022 гг. не в полном объеме

В 2000-2005 гг. удельный расход топлива источников, находящихся в государственной собственности, был больше удельного расхода на частных источниках, к 2010 г. этот показатель у частных и государственных объектов выравнивается, и затем соотношение между ними меняется на противоположное.

Выводы

За период 2000-2020 гг. потребление тепла в секторе централизованного теплоснабжения сократилось на 19%. Это связано с уходом от нормативного расчета потребления тепла к приборному, сокращением потребности на стороне потребителей за счет повышения эффективности использования тепла и уходом части потребителей в децентрализованное теплоснабжение. При этом показано, что сегмент производства тепла и производственные мощности не подстроился под новые потребности экономики, так как объемы и структура производства не изменились.

Другим важным аспектом анализа трансформации отрасли является изменение форм собственности в теплоснабжении. В 2000-2020 гг. произошло изменение структуры форм собственности, а с 2010-ых гг. рост использования механизмов государственно-частного партнерства в секторе теплоснабжение, что способствовало модернизации части производственных и теплосетевых активов. Наиболее эффективные крупные источники

тепла концентрируются в частной собственности, а в государственной и муниципальной собственности находится большое число мелких котельных. Более половины тепловых сетей находятся в частной собственности.

1.6. Анализ состояния теплоснабжения в регионах России

Названные ранее проблемы в теплоснабжении распределены по стране неравномерно. Регионы сильно отличаются по состоянию теплоснабжения. Некоторые регионы имеют более качественное состояние СЦТ относительно среднероссийского уровня, однако при этом в ряде регионов состояние теплоснабжения критическое. Со временем такая ситуация в теплоснабжении не улучшается. Далее представлен анализ состояния систем теплоснабжения в разрезе федеральных округов и субъектов как часть анализа отрасли теплоснабжение страны. Федеральные округа и регионы можно разделить на группы по состоянию и условиям функционирования СЦТ, что будет показано далее. Это позволяет наиболее качественно определить проблемы отрасли и их причины.

1.6.1. Тенденции в сфере производства тепла в федеральных округах России

Анализ динамики отпуска тепла по ФО

В 2010-2022 гг. сокращение отпуска тепла произошло в большей части федеральных округов, что соответствует имеющимся в отрасли тенденциям (табл. 1.12). Наибольшее сокращение отпуска тепла произошло в Приволжском ФО – на 4% до 306 млн Гкал в 2020 г. и Уральском ФО – на 11% до 155 млн Гкал в 2022 г.

Таблица 1.12. Отпуск тепла и удельный отпуск тепла на единицу жилую площадь по федеральным округам в 2010-2022 гг, млн Гкал и Гкал/м² в год

	2010	2015	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2010
Отпуск тепла, млн Гкал								
Российская Федерация	1 369,9	1 243,6	1 309,6	1 271,4	1 255,4	1 341,9	1 315,7	-4,0%
Приволжский ФО	318,1	301,7	316,6	307,9	314,2	316,4	306,3	-3,7%
Центральный ФО	314,5	271,4	289,5	280,5	279,4	317,5	312,4	-0,7%
Сибирский ФО	246,7	210,8	204,0	195,9	187,5	200,4	197,9	-19,8%*
Северо-Западный ФО	169,3	157,9	172,1	168,9	167,7	184,1	179,9	6,3%
Уральский ФО	174,3	155,7	161,3	154,8	145,8	158,2	155,0	-11,1%
Дальневосточный ФО	67,6	65,6	82,2	82,1	81,6	83,7	82,8	22,5%*
Южный ФО	61,1	57,4	65,7	62,9	60,8	62,2	62,9	2,9%
Северо-Кавказский ФО	18,3	18,7	18,1	18,3	18,4	19,4	18,6	1,6%
Удельный отпуск тепла на жилую площадь населения, Гкал/м ² в год								
Российская Федерация	0,16	0,12	0,13	0,12	0,12	0,11	0,12	-28%
Северо-Кавказский ФО	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	-10%
Южный ФО	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	-20%
Приволжский ФО	0,14	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	-30%
Центральный ФО	0,16	0,12	0,13	0,13	0,13	0,12	0,13	-24%
Северо-Западный ФО	0,20	0,15	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15	-25%
Уральский ФО	0,22	0,16	0,17	0,17	0,17	0,16	0,16	-28%
Сибирский ФО	0,20	0,15	0,16	0,15	0,16	0,15	0,15	-27%
Дальневосточный ФО	0,22	0,17	0,19	0,19	0,17	0,16	0,17	-25%

Источник: расчеты авторов по данным ЕМИСС, 1-натура, 1-ТЕП

*В 2018 г. Забайкальский край и Республика Бурятия перешли из состава СФО в состав ДФО, по данным формы 1-ТЕП их совместный отпуск тепла составляет 11-12 млн Гкал

Сокращение отпуска тепла в Сибирском ФО на 20% и увеличение отпуска тепла в Дальневосточном ФО на 23% в 2010-2022 гг. связано в основном с изменением состава этих федеральных округов – переходов Забайкальского края и Республики Бурятия из состава СФО в состав ДФО. По оценке автора естественное сокращение отпуска тепла в Сибирском ФО составляет 12%, а в Дальневосточном ФО близко к нулю.

В Северо-Западном, Южном и Северо-Кавказском ФО отпуск тепла вырос на 6%, 3% и 2% соответственно, с изменением среднегодовой температуры в отопительном периоде.

Приволжский и Центральный ФО занимают наибольшие доли в структуре отпуска тепловой энергии – 23% и 24% соответственно. По 12-15% в структуре отпуска тепла занимают Сибирский, Северо-Западный и Уральский федеральные округа, по 1-6% - Дальневосточный, Южный и Северо-Кавказский федеральные округа.

Около 40% тепла потребляется жилыми зданиями. В 2010-2022 гг. удельный отпуск тепла по стране сократился на 28% до 0,12 Гкал/м² в год в 2020 г., что быстрее темпов снижения совокупного отпуска. Эта тенденция прослеживается во всех федеральных округах, причем основное сокращение произошло в 2010-2015 гг.

Сокращение удельного отпуска тепла связано с развитием процессов энергосбережения в домохозяйствах, модернизацией и ремонтами жилого фонда, а также с вводом более энергоэффективных жилых зданий и выводом наименее энергоэффективных площадей.

В Приволжском, Уральском, Северо-Западном, Центральном, Сибирском и Дальневосточном федеральных округах удельный отпуск тепла сократился на 24-30%. При этом в Приволжском и Центральном ФО одновременное сокращение удельного отпуска тепла и улучшение финансовых показателей (что будет показано далее) означает наведение порядка в системах теплоснабжения и сокращение доли неучтенного тепла в этих федеральных округах. В южных регионах с теплым климатом – в Южном и Северо-Кавказском федеральных округах – наименьшее сокращение удельного отпуска тепла – на 20% и 10% соответственно. В этих регионах хуже и финансовое состояние СЦТ.

Анализ установленной мощности ТЭС и котельных по ФО

По специфике организации систем теплоснабжения федеральные округа можно разбить на три группы: федеральные округа с умеренными климатом и относительно хорошим состоянием СЦТ (ПФО, ЦФО), федеральные округа с теплым климатом и

небольшими масштабами развития СЦТ (СКФО, ЮФО) и федеральные округа с худшим состоянием СЦТ в стране (СФО, УФО, СЗФО, ДФО).

Федеральные округа с наибольшей долей отпуска тепла от электростанций (не менее половины) – Уральский (44%), Приволжский (50%) и Сибирский (55%) федеральные округа. Еще по 28-33% тепловой энергии в этих федеральных округах отпускается от крупных котельных, остальное – от малых котельных (мощностью менее 100 Гкал/час) (рис. 1.8). Высокая доля тепловых электростанций в структуре генерации тепла в этих регионах связана с тем, что СЦТ здесь развивалась одновременно с промышленными центрами и подстраивалась под нужды промышленности [92].

Примерный паритет между тепловыми электростанциями и котельными установился в Центральном (43% - ТЭС, 43% - крупные котельные) и Дальневосточном (40% - ТЭС, 39% - крупные котельные) федеральных округах.

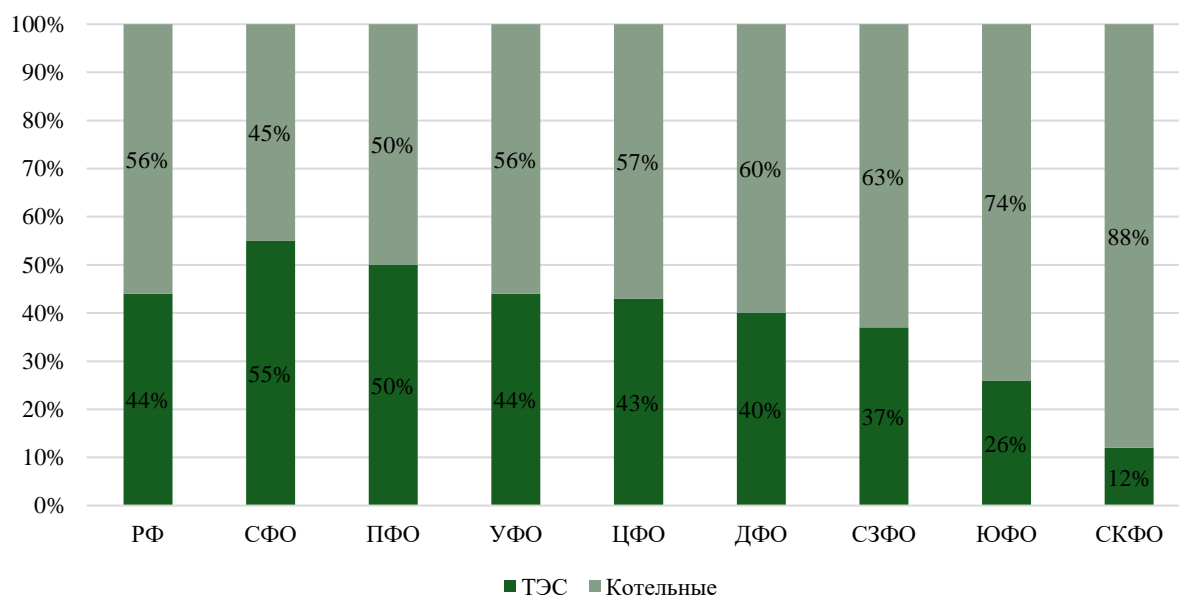


Рисунок 1.8. Структура отпуска тепла по федеральным округам в 2022 г., %

Источник: 1-натура, 1-ТЕП, 6-ТП, 4-ТЭР, ЕМИСС

Наибольшая доля котельных в структуре отпуска тепла – в Северо-Западном федеральном округе – 43% крупные и остальные котельные мощностью менее 100 Гкал/час. Остальные 37% тепла в СЗФО отпускается с ТЭС.

Большая часть тепловой энергии в южных федеральных округах отпускается мелкими котельными мощностью до 20 Гкал/ч, в Северо-Кавказском ФО на них приходится 42% отпуска тепла, а в Южном ФО – 21%. Еще 26% в ЮФО и 14% тепловой энергии в СКФО отпускается с тепловых электростанций.

В структуре мощностей тепловой генерации наибольшие доли занимают Центральный (26%) и Приволжский (21%) федеральные округа. В Сибирском федеральном округе располагается еще 15% тепловой мощности, в Северо-Западном –

11%, Уральском – 11%, Дальневосточном – 8%. Наименьшие доли в структуре тепловых мощностей занимают Южный (2%) и Северо-Кавказский (2%) федеральные округа.

Структура отпуска тепловой энергии и структура тепловых мощностей в стране практически не отличаются. Приволжский и Центральный федеральные округа являются крупнейшими регионами по отпуску тепла и суммарной мощности (22-24%). Остальные регионы занимают аналогичную последовательность в структурах отпуска тепла и тепловой мощности.

В 2015-2022 гг. суммарная установленная мощность котельных и электростанций в стране сократилась на 18% до 710 тыс. Гкал/час в 2022 г. (табл. 1.13). При этом мощность электростанций увеличилась на 15%, а мощность котельных сократилась на 32% за этот же период.

Таблица 1.13. Суммарная установленная мощность котельных и электростанций по федеральным округам в 2015-2022 гг., тыс. Гкал/ч

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2015
Российская Федерация	865,6	844,7	848,0	847,6	843,9	839,3	715,8	709,7	-18%
ТЭС	256,3	252,3	260,1	265,4	260,9	263,5	288,7	293,8	15%
котельные	609,3	592,4	587,9	582,1	583,0	575,8	427,1	415,9	-32%
Центральный ФО	263,9	237,0	235,9	237,1	230,7	225,1	185	184,4	-30%
ТЭС	63,7	63,1	66,3	69,1	61,3	60,0	71,2	72,2	13%
котельные	200,1	174,0	169,6	168,0,	169,4	165,1	113,8	112,2	-44%
Приволжский ФО	188,1	191,2	190,6	189,4	181,5	182,7	151,1	151,7	-19%
ТЭС	74,3	71,9	72,8	73,4	69,2	68,3	72,3	74,2	0%
котельные	113,8	119,2	117,9	116,1	112,3	114,4	78,8	77,5	-32%
Сибирский ФО	135,2	138,1	136,7	122,2	127,5	127,9	111,1	110,5	-18%
ТЭС	47,1	46,2	46,8	43,8	48,9	51,2	51,4	51,5	9%
котельные	88,1	91,9	81,6	78,4	78,6	76,8	59,7	59,0	-33%
Северо-Западный ФО	97,0	97,0	93,2	96,4	96,8	97,3	77,9	77,2	-20%
ТЭС	24,3	24,8	25,3	26,7	26,5	27,1	30,2	30,2	24%
котельные	72,7	72,2	67,8	69,7	70,2	70,2	47,6	46,9	-35%
Уральский ФО	74,6	75,0	76,6	76,8	81,7	81,1	82,1	81,6	9%
ТЭС	19,3	19,2	20,8	21,0	24,3	27,6	31,8	32,6	69%
котельные	55,3	55,7	55,8	55,8	57,4	53,5	50,4	49,0	-11%
Дальневосточный ФО	53,1	53,3	56,4	66,7	66,6	65,4	58,8	54,2	2%
ТЭС	17,3	17,3	17,6	20,7	20,3	19,1	20,2	20,4	18%
котельные	35,8	36,0	47,1	46,0	46,4	46,3	38,6	33,8	-6%
Южный ФО	42,3	41,3	40,6	40,9	41,3	42,0	39,1	39,4	-7%
ТЭС	8,8	8,3	9,1	9,3	9,2	9,1	10,4	11,3	28%
котельные	33,5	33	31,5	31,6	32,1	32,9	28,7	28,1	-16%
Северо-Кавказский ФО	11,4	11,7	18,0	18,0	17,8	17,7	10,8	10,8	-5%
ТЭС	1,4	1,4	1,4	1,4	1,1	1,1	1,2	1,4	0%
котельные	9,9	10,3	16,6	16,6	16,7	16,6	9,6	9,4	-5%

Источник: 1-ТЕП и 6-ТП

Значительное сокращение тепловых мощностей среди федеральных округов произошло только в Центральном ФО – на 30% с 2015 г. Сокращение мощности

произошло за счет котельных, мощности электростанций, напротив, выросли. В период 2015-2022 гг. в Центральном ФО заметно сократился и отпуск тепла, а коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) вырос (с 14% до 16%) – как на ТЭС (с 18% до 21%), так и на котельных (с 13% до 15%). Можно сделать вывод о том, что в Центральном федеральном округе сокращение суммарной тепловой мощности сопровождалось оптимизацией загрузки мощностей, что в том числе улучшило экономику теплоснабжающих организаций в регионе, как будет показано далее. Однако для более детального установления причинно-следственных связей между процессами изменения объема и загрузки тепловых мощностей необходим анализ ситуаций в отдельных СЦТ.

Сокращение тепловых мощностей в 2015-2022 гг. произошло в Сибирском (на 18%), Приволжском (на 19%), Южном (на 7%), Северо-Кавказском (на 5%) федеральных округах. Во всех этих федеральных округах сокращение произошло за счет котельных, что скорее всего означает не реальное сокращение мощностей, а только изменения в учете статистики.

В Приволжском ФО сокращение тепловой мощности электростанций сопровождалось ростом КИУМ с 21% до 23%. В Северо-Западном и Сибирском ФО сокращение суммарной тепловой мощности сопровождалось ростом и КИУМ (с 17% до 20% в СЗФО и с 17% до 20% в СФО), и отпуска тепла. Однако сокращение общих мощностей произошло за счет мощностей котельных, мощности электростанций выросли одновременно с КИУМ. Это означает оптимизацию загрузки мощностей электростанций в этих регионах.

В Уральском и Дальневосточном федеральных округах суммарная тепловая мощность в 2015-2022 гг. выросла на 9% (за счет электростанций) и 2% (за счет котельных) соответственно. Скорее всего в Уральском ФО прирост мощности произошел за счет сегмента, обслуживающего промышленность, а в остальных федеральных округах – за счет нового жилого фонда, который строит собственные котельные. В Уральском ФО одновременно с этим вырос КИУМ электростанций с 22% до 24%. Вероятно, в регионе идет обновление мощностей электростанций, поскольку здесь ТЭС находятся в критическом состоянии относительно других регионов [131]. Такой прирост мощностей в Уральском ФО – не реакция на изменение спроса на тепловую энергию, а следствие реализации программы ДПМ в большой энергетике.

В Северо-Кавказском ФО при практически неизменившихся установленной мощности и отпуске тепла с 2015 г. КИУМ котельных вырос с 14% до 16%.

В Дальневосточном ФО сократился КИУМ котельных с 17% до 15% одновременно с ростом мощностей котельных, что означает рост незагруженных мощностей.

Анализ УРУТ котельных по ФО

Удельные расходы условного топлива (УРУТ) на производство тепловой энергии электростанциями во всех федеральных округах относительно невысокие – не более 160-162 кг у.т./Гкал (по данным 4-ТЭР). На электростанциях разделение топлива на производство электроэнергии и тепла происходит по нормативному методу, распределяя затраты пропорционально расходу топлива при отдельной выработке энергии [134].

На котельных наиболее низкие УРУТ в Центральном (157 кг у.т./Гкал) и Приволжском (159 кг у.т./Гкал) федеральных округах, а наиболее высокие в Сибирском (188 кг у.т./Гкал) и Дальневосточном (195 кг у.т./Гкал) федеральных округах (табл. 1.14).

Значительное сокращение УРУТ котельными произошло только в Центральной ФО – на 5% в 2010-2022 г., что означает рост доли наиболее эффективных котельных в структуре мощностей. Незначительное сокращение УРУТ котельными произошло в Приволжском, Северо-Западном, Южном и Сибирском федеральных округах.

Значительный прирост УРУТ котельными произошел в Уральском ФО – на 7%. УРУТ котельных в Дальневосточном и Северо-Кавказском ФО вырос на 1-2%. При этом основным видом топлива на котельных в этих регионах является газ.

Таблица 1.14. УРУТ на тепловую энергию, отпущенную котельными, по федеральным округам в 2010-2022 гг., кг у.т./Гкал

	2010	2015	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2010
Российская Федерация	170,1	168,6	165,6	157,3	170,4	169,4	167,1	-1,8%
Центральный ФО	165,5	162,4	156,1	157,3	157,0	158,6	156,7	-5,3%
Южный ФО	164,5	164,1	166,7	163,4	161,8	161,8	163,9	-0,4%
Северо-Кавказский ФО	163,3	181,0	159,9	160,9	165,8	167,1	166,7	2,1%
Приволжский ФО	164,0	159,7	158,5	157,2	167,7	160,9	159,0	-3,0%
Северо-Западный ФО	173,1	165,4	169,1	169,7	170,2	172,6	167,7	-3,1%
Уральский ФО	160,0	170,6	158,6	182,0	173,8	174,4	171,3	7,1%
Сибирский ФО	189,2	186,7	187,1	186,7	186,9	187,0	188,4	-0,4%
Дальневосточный ФО	192,5	191,1	202,0	193,6	208,1	203,1	194,6	1,1%

Источник: 4-ТЭР

Скорее всего, показатели УРУТ по федеральным округам занижены, поскольку расчетные по данным формы 1-ТЕП показатели УРУТ на тепловую энергию, отпущенную котельными, на 5-15% выше исследуемых показателей, а реальные исследования (исследования котельных, схемы теплоснабжения) показывают еще более высокие показатели УРУТ.

1.6.2. Тенденции в сфере передачи и распределения тепла в федеральных округах России

В 2010-2022 гг. протяженность тепловых сетей в стране незначительно сократилась до 167,2 тыс. км в 2022 г. (табл. 1.15). Наибольшие сокращения протяженности тепловых

сетей произошли в Сибирском ФО – на 16%, что связано с изменением состава региона (на 12% из-за этого фактора). В Центральном и Уральском федеральных округах протяженность теплосетей сократилась на 7%, в Северо-Кавказском – на 5%, в Приволжском – на 3%.

Протяженность тепловых сетей в остальных федеральных округах увеличилась в рассматриваемый период: в Дальневосточном ФО – на 32%, в том числе на 28% из-за изменения состава региона, в Южном – на 19% (за счет присоединения Крыма), в Северо-Западном – на 3%.

В целом динамика протяженности тепловых сетей соответствует динамике отпуска тепла, однако она не коррелирует с динамикой тепловой мощности.

Таблица 1.15. Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении по федеральным округам в 2010-2022 г., тыс. км

	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2010
Российская Федерация	171,3	138,4	171,5	169,5	168,3	173,7	167,4	166,8	167,2	-2%
Центральный ФО	44,2	37,7	44,2	42,4	42,6	47,8	41,1	41,3	41,2	-7%
Приволжский ФО	31,3	24,7	30,8	31,1	30	30,1	30,3	30,1	30,4	-3%
Сибирский ФО	29,6	21,4	28,8	28,6	24,3	24,7	24,5	24,5	24,9	-16%
Уральский ФО	22,6	18,1	21,8	21,5	21,4	21,3	21,5	21,4	21,1	-7%
Северо-Западный ФО	17,4	14,6	17,8	17,9	18,1	18,2	17,9	17,9	17,9	3%
Дальневосточный ФО	13	9,3	13,1	13	17	16,8	17,2	17,0	17,1	32%*
Южный ФО	9,7	7,9	11,6	11,7	11,7	11,4	11,5	11,3	11,5	19%**
Северо-Кавказский ФО	3,4	2,9	3,4	3,4	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2	-6%

Источник: 1-ТЕП

*Протяженность тепловых сетей в Забайкальском крае и Республике Бурятия – 3,6 тыс. км

**Протяженность тепловых сетей в Республике Крым и г. Севастополе – 1,9 тыс. км

Анализ состояния тепловых сетей по ФО

В 2010-2022 гг. износ тепловых сетей в стране увеличился с 28% до 30% (табл. 1.16). Под износом имеется в виду доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, срок службы таких сетей составляет 100% и более от планового срока службы.

Среди регионов наименее изношенные тепловые сети находятся в Центральном и Дальневосточном федеральных округах – 24% и 23%. В этих регионах ведутся работы по улучшению состояния тепловых сетей. В Центральном ФО проводятся ремонты, поэтому прирост доли тепловых сетей, нуждающихся в замене, здесь наименьший – на 1 п. п. в 2010-2022 гг.

В Дальневосточном ФО с 2013 г. велись работы по замене ветхих тепловых сетей, заменялось по 3-4% тепловых сетей в год¹¹. Сокращение доли изношенных тепловых сетей также связано с передачей энергетических компаний на Дальнем Востоке в ведение ПАО «РусГидро» в 2011 г. и направлением средств на модернизацию энергетики региона, в том числе систем теплоснабжения¹²¹³.

Таблица 1.16. Характеристики состояния тепловых сетей по федеральным округам в 2010-2022 г., % и шт.

	2010	2015	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2010
Доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, %								
Российская Федерация	28,0	29,7	28,9	30,6	30,8	30,2	30,3	2,3 п.п.
Дальневосточный ФО	32,0	27,1	24,7	24,5	24,5	24,5	23,2	-8,8 п.п.
Центральный ФО	24,3	23,0	23,8	25,2	25,3	24,6	24,4	0,1 п.п.
Приволжский ФО	26,3	32,8	29,1	29,8	29,7	28,7	27,9	1,6 п.п.
Южный ФО	20,8	22,5	29,5	31,4	31,9	32,3	33,0	12,2 п.п.
Северо-Западный ФО	30,4	35,0	33,3	31,8	32,1	32,0	32,5	2,1 п.п.
Северо-Кавказский ФО	32,0	36,7	35,7	35,7	34,7	39,8	36,5	4,5 п.п.
Уральский ФО	32,7	32,2	31,3	35,9	35,8	34,6	36,5	3,8 п.п.
Сибирский ФО	30,6	33,0	34,3	38,9	39,4	38,1	38,8	8,2 п.п.
Потери в тепловых сетях, %								
Российская Федерация	10,6	10,9	12,5	11,8	12,3	12,5	12,1	1,5 п.п.
Центральный ФО	8,7	7,6	8,9	8,1	8,6	9,3	8,9	0,2 п.п.
Северо-Западный ФО	9,2	9,5	10,7	10,6	10,6	11,4	10,7	1,5 п.п.
Приволжский ФО	9,3	10,7	12,1	10,6	11,5	12,2	11,8	2,5 п.п.
Северо-Кавказский ФО	12,1	13,6	12,8	12,6	11,7	12,0	12,2	0,1 п.п.
Южный ФО	11,2	13,0	14,2	13,1	13,7	13,1	13,3	2,1 п.п.
Уральский ФО	10,4	10,9	14,6	14,5	15,2	14,8	14,6	4,2 п.п.
Сибирский ФО	13,6	14,5	17,2	16,9	16,7	16,7	16,2	2,6 п.п.
Дальневосточный ФО	19,3	21,0	19,8	19,1	19,7	19,7	16,5	-2,8 п.п.
Число аварий на 1 тыс. км трубопроводов, шт.								
Российская Федерация	69	23	20	23	22	25	22	-68%
Южный ФО	45	9	13	15	12	11	10	-78%
Дальневосточный ФО	20	19	27	20	15	17	12	-40%
Центральный ФО	93	26	17	17	19	21	16	-83%
Уральский ФО	98	22	18	18	20	26	22	-78%
Северо-Западный ФО	88	34	29	24	21	23	22	-75%
Сибирский ФО	77	27	32	35	24	22	21	-73%
Приволжский ФО	31	15	15	27	26	39	35	13%
Северо-Кавказский ФО	30	15	47	50	101	68	62	107%

Источник: 1-ТЕП

¹¹ Инженерные сети в ДФО будут менять около 22 лет при таких темпах – власти// РИА Новости, 2013 // URL: <https://realty.ria.ru/20130528/400499659.html> Просмотрено: 06.09.2023

¹² Дальний Восток: субсидировать или развивать // VYGON Consulting - Октябрь 2018 г. // URL: https://www.bigpowernews.ru/photos/0/0_WCDvVhha6NGVn5kWRILH4y7gyC6A1Ily.pdf Просмотрено: 16.09.2023

¹³ Электроэнергия и тепло для Дальнего Востока // Информационно-аналитический журнал «Геоэнергетика.ру», 2019 // URL: <https://geoenergetics.ru/2019/08/28/elektroenergiya-i-teplo-dlya-dalnego-vostoka/> Просмотрено: 16.09.2023

В 2010-2022 гг. доля тепловых сетей, нуждающихся в замене выросла в Южном, Сибирском, Северо-Кавказском, Уральском ФО (табл. 1.16). Сети в Уральском и Сибирском федеральных округах находятся в наиболее плохом состоянии – 36-39% износа. В этих регионах СЦТ располагаются в промышленных центрах регионов, строительство которых, в том числе тепловых систем, велось давно. Обновление тепловых сетей здесь ведется в недостаточной мере, так в СЦТ накопился высокий износ тепловых сетей.

Другой показатель, отражающий состояние тепловых сетей, - тепловые потери в сетях. Самые низкие потери в сетях зафиксированы в Центральном и Северо-Западном федеральных округах – 9-11%. На среднероссийском уровне потери находятся в Приволжском, Северо-Кавказском, Южном федеральных округах – 12-13%. Наиболее высокие потери зафиксированы в Уральском, Сибирском и Дальневосточном федеральных округах – 15-17%. В Дальневосточном ФО при низком износе сетей высокие потери связаны со спецификой климата и технологической схемой сетей.

В 2010-2022 гг. потери тепла выросли почти во всех федеральных округах, наибольшие приросты в Уральском, Сибирском, Южном федеральных округах – на 3-4 п. п.

Еще один важный показатель, отражающий состояние тепловых сетей, - число аварий на тепловых сетях на 1 тыс. км трубопроводов. В 2022 г. в Северо-Кавказском федеральном округе зарегистрировано более 60 аварий, в других регионах зарегистрировано 10-35 аварий. Причем за 2010-2022 гг. число аварий в Северо-Кавказском ФО выросло вдвое, в Приволжском ФО – на 13%, в остальных регионах число аварий сокращается.

1.6.3. Финансовое состояние СЦТ в разрезе федеральных округов России

Одним из индикаторов состояния СЦТ в регионах является финансовое состояние систем теплоснабжения. Далее исследуются тарифы на тепловую энергию, инвестиции в теплоснабжение и финансовые результаты отрасли по федеральным округам.

Наиболее высокие тарифы на тепло для населения представлены в южных регионах с сезонным использованием отопления – Южном и Северо-Кавказском федеральных округах – 2 739 и 2 461 руб./Гкал в 2020 г. (табл. 1.17), а также в Центральном ФО – 2 775 руб./Гкал, где состояние теплоснабжения одно из самых лучших среди других регионов. В Центральном ФО тарифы отражают высокий уровень цен в Москве и Московской области, а также инвестиции в модернизацию объектов теплоснабжения.

Наиболее низкие тарифы на тепло для населения представлены в Уральском и Сибирском федеральных округах – 1 889 руб./Гкал и 1 937 руб./Гкал, где в структуре мощностей преобладают электростанции и крупные котельные, себестоимость тепла от которых ниже. Вероятно, низкие тарифы в этих регионах одна из причин низких характеристик систем теплоснабжения (высоких износов тепловых сетей и УРУТов) относительно других регионов.

Таблица 1.17. Тарифы на тепловую энергию для населения по федеральным округам в 2015-2022 гг., руб./Гкал

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2015
Уральский ФО	1 400	1 456	1 299	1 145	1 174	1 156	1 703	1 889	35%
Сибирский ФО	1 209	1 297	1 342	1 388	1 468	1 549	1 640	1 937	60%
Северо-Западный ФО	1 745	1 820	1 872	1 889	1 955	1 985	2 089	2 337	34%
Приволжский ФО	1 625	1 714	1 815	1 856	1 925	1 991	2 061	2 361	45%
Дальневосточный ФО	1 897	1 936	1 984	2 054	2 022	2 106	2 138	2 446	29%
Северо-Кавказский ФО	1 666	1 729	1 776	1 936	1 950	2 119	2 186	2 461	48%
Центральный ФО	1 900	2 006	2 087	2 142	2 250	2 323	2 422	2 775	46%
Южный ФО	1 857	1 934	2 082	2 183	2 261	2 352	2 426	2 739	47%

Источник: ЕМИСС

Отрасль теплоснабжения в большинстве федеральных округах убыточна согласно данным формы 1-Предприятие (счет по формуле выручка-затраты). Наибольшие убытки зафиксированы в Северо-Западном, Сибирском и Дальневосточном федеральных округах – порядка 11-28% от выручки в 2020 г. Наилучшее финансовое состояние отрасли наблюдается в Центральном и Приволжском федеральных округах, здесь долгие годы отрасль была прибыльна.

Наибольшие инвестиции в сфере теплоснабжения направляются в Центральном ФО – почти 78 млрд руб. в 2020 г., наименьшие – в Южном и Северо-Кавказском федеральных округах – 1-6 млрд руб. (рис. 1.9).

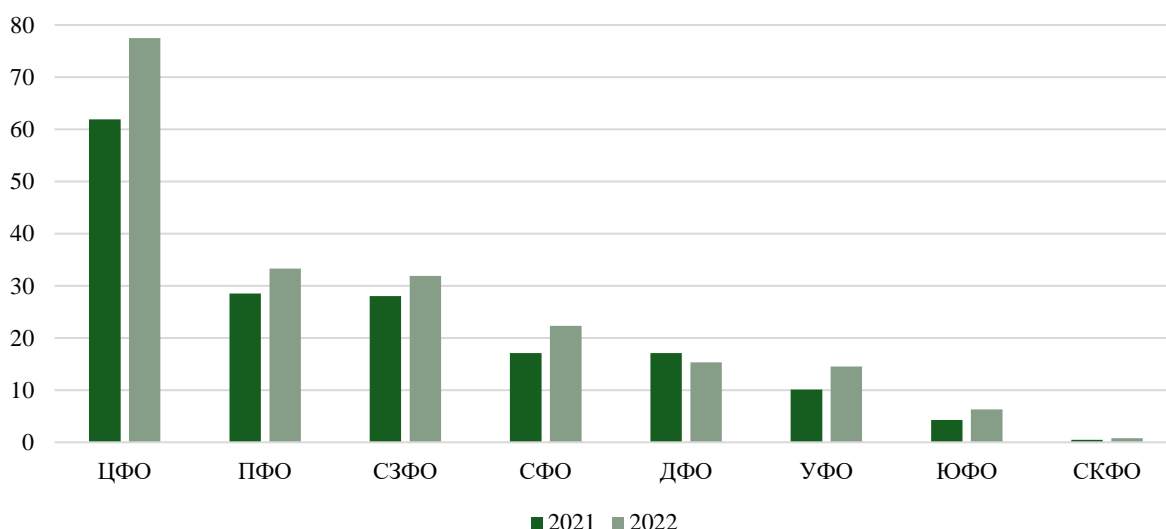


Рисунок 1.9. Инвестиции в сфере централизованного теплоснабжения по федеральным округам в 2021-2022 гг., млрд руб.

Источник: П-2 (инвест)

Для анализа финансового состояния теплоснабжения в регионах был рассчитан удельный показатель инвестиций на отпущенную тепловую энергию. Наибольший объем удельных инвестиций – в Дальневосточном, Центральном и Северо-Западном федеральных округах – 150-300 руб./Гкал, наименьший – в Северо-Кавказском ФО 44 руб./Гкал. В остальных федеральных округах данный показатель составляет 90-110 руб./Гкал. В целом он не связан с уровнем тарифов и финансовым состоянием сектора в федеральных округах.

Однако в Центральном ФО одна из причин хорошего состояния СЦТ – высокие удельные инвестиции, которые включены в высокий тариф на тепло. В Дальневосточном ФО высокие удельные инвестиции является отражением высокой себестоимости работ по модернизации тепловой инфраструктуры в регионе.

Выводы

Федеральные округа и регионы имеют разное состояние систем теплоснабжения и условия функционирования СЦТ. Условно федеральные округа можно разделить на две группы по состоянию систем теплоснабжения: регионы с относительно хорошим состоянием систем теплоснабжения (состояние сетей, потери, УРУТ), низкими убытками, высокими инвестициями и тарифами на тепло и регионы с относительно низким качеством систем теплоснабжения (потери, износ) и низкими тарифами. При этом состояние СЦТ в регионах из первой группы улучшилось за последние десять лет, а состояние СЦТ в регионах из второй группы ухудшилось.

Обычно, если в регионе присутствует одна из названных проблем, есть также ряд других исследуемых проблем. Высокий износ и высокие потери, которые еще и растут, встречаются в регионах с наибольшими убытками в теплоснабжении (Уральский, Сибирский, Южный, Северо-Западный ФО). В Северо-Кавказском и Дальневосточном ФО качество систем теплоснабжения низкое, а вот тарифы на тепло относительно высокие.

Напротив, в регионах наиболее финансово благополучных с низкими убытками и высокими инвестициями встречаются низкие потери и износ тепловых сетей (Центральный и Приволжский ФО). В этих регионах также сокращается протяженность тепловых сетей и установленная мощность тепловой генерации, что может означать наведение порядка в СЦТ. Это медленные и локальные изменения в масштабах страны, но постепенно отрасль перестраивается под меняющийся спрос, сокращая издержки.

По результатам анализа наибольшего внимания требует теплоснабжение в Северо-Западном, Уральском, Сибирском и Дальневосточном федеральных округах. При этом концентрация на решении проблем отдельных федеральных округов, в том числе отдельных субъектов, даст положительные эффекты в рамках всей страны.

Анализ показывает, что проблемы в СЦТ в регионах необходимо решать комплексно, поскольку одни проблемы являются следствиями других.

2. Разработка модели сектора централизованного теплоснабжения

2.1. Анализ проблем статистики и согласования балансов производства и потребления тепловой энергии, расходуемого на эти цели топлива и финансового баланса отрасли

2.1.1. Методические подходы (методика) построения балансов производства и потребления тепла, расхода топлива и финансового баланса отрасли

В данном параграфе представлены методические подходы (для простоты будет использоваться слово методика) по построению балансов производства и потребления тепла, расхода топлива и финансового баланса отрасли. Эти методики ранее были опубликованы в статье [132].

Баланс производства и потребления тепла. Статистика производства и потребления тепловой энергии в централизованном сегменте теплоснабжения России противоречива и неоднородна. Этот вопрос обсуждался в [95,100]. В [94] была предложена методика построения баланса производства и потребления тепла, в котором совмещены и увязаны данные разных статистических форм отчетности. Дальнейший анализ будет опираться на указанную методику.

Данные о совокупном производстве тепла приводятся Росстатом в форме 1-Натура-БМ – «Сведения о производстве, отгрузке продукции и балансе производственных мощностей» и отражаются в энергобалансе Российского статистического ежегодника (РСЕ).

Производство тепла в балансе представлено в разрезе источников тепла (табл. 2.1), которые в централизованном теплоснабжении разделяются на электростанции, отопительные котельные с установленной мощностью 20 Гкал/ч и более, а также прочие источники (это часть котельных меньшей мощности, чем 20 Гкал/ч, электробойлерные установки и часть промышленных ТЭЦ и котельных). Последние определяются балансовым методом – как разница между совокупным производством и отпуском от электростанций и котельных. Данные о производстве тепла котельными представлены в

форме 1-ТЕП «Сведения о снабжении теплоэнергией», электростанциями – в форме 6-ТП «Сведения о производстве тепловой и электрической энергии объектами генерации (электростанциями)», электробойлерными установками – в форме Росстата 4-ТЭР/11-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов».

Существует неувязка между совокупным объемом производства тепла из формы 1-Натура-БМ и суммой объемов производства тепла по источникам из прочих форм (см. рис. 2.1), которая отображена в статье «Небаланс» табл. 2.1.

Данные о потреблении тепловой энергии, в том числе различными потребителями, представлены в энергобалансе из РСЕ.

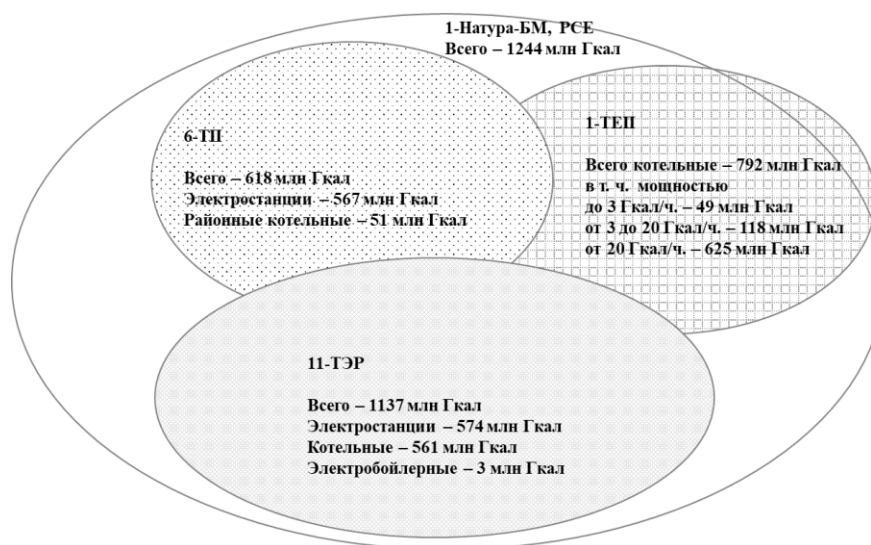


Рис. 2.1. Источники данных для построения баланса производства и потребления тепловой энергии, 2015 г.

Источники: собрано автором по данным форм 6-ТП, 1-ТЕП, 11-ТЭР, 1-Натура-БМ, РСЕ

Баланс потребляемого на нужды теплоснабжения топлива. Расход топлива при производстве тепловой энергии представлен в форме 11-ТЭР и замесившей ее в 2016 г. форме 4-ТЭР. В данной форме есть разделение расхода по видам топлива для каждого вида продукции, то есть для тепловой энергии, отпущенной электростанциями, тепловой энергии, отпущенной котельными, а также тепловой энергии, произведенной электробойлерными установками. Кроме того, данные по расходу топлива приводятся в формах 6-ТП (расход топлива электростанциями) и 1-ТЕП (расход топлива котельными). Взаимодействие названных форм представлено на рис. 2.2.

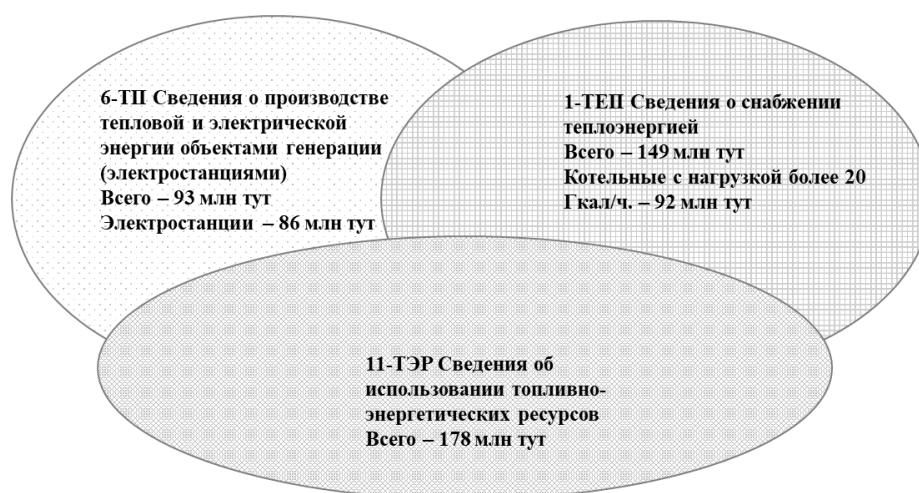


Рис. 2.2. Источники данных для оценки расхода топлива в централизованном теплоснабжении, 2015 г.

Источники: собрано автором по данным форм 6-ТП, 1-ТЕП, 11-ТЭР

Данные о расходе топлива в указанных формах не совпадают. В форме 6-ТП отсутствует разделение расхода топлива для производства тепла и электроэнергии между котельными и ЭС. Затраты топлива для производства тепла котельными, представленные в форме 1-ТЕП, включают в себя затраты топлива котельными разной мощности, в том числе и мелкими, в результате чего динамика затрат нестабильна и не отражает сегмент централизованного теплоснабжения. Кроме того, по данным 1-ТЕП, совокупный расход топлива в котельных сокращается быстрее, чем производство тепла на них; однако, удельный расход топлива при этом растет.

В последующем анализе и в модели будут использованы данные расхода топлива и удельного расхода топлива из формы 4-ТЭР как наиболее полные и взвешенные. Однако, это надо делать через удельные расходы топлива, а не совокупные, так как охват отпуска тепловой энергии по этой форме отличается от данных формы 1-Натура-БМ (см. рис. 2.1). При построении баланса потребляемого на нужды теплоснабжения топлива необходимым является соответствие расхода топлива производимому с помощью него теплу.

Финансовый баланс отрасли централизованного теплоснабжения. Выручка организаций теплоснабжения в статистике представлена в формах Росстата 1-Предприятие и 22-ЖКХ. В форме 1-Предприятие представлена выручка предприятий (кроме малых и средних), которые производят товары и услуги и продают их юридическим и физическим лицам. В форме 22-ЖКХ содержится выручка организаций, оказывающих жилищно-коммунальные услуги населению, а также организаций, поставляющих тепло бюджетным организациям и части промышленных и прочих потребителей. В эти данные не попадает большая часть продажи тепла промышленности и прочим потребителям (рис. 2.3). Соотношение этих показателей между собой будет

показано далее.

Далее автором приводятся расчетные оценки выручки, полученные как произведение цен и отпуска тепловой энергии. Для этого использованы данные о потреблении тепловой энергии населением и прочими секторами экономики из топливно-энергетического баланса (ТЭБ) Росстата, а также тарифы на тепло для населения и промышленности из Единой межведомственной информационно – статистической системы (ЕМИСС). Итоговая выручка рассчитывается как сумма платежей населения (потребление тепла населением, умноженное на цену на тепло для населения) и всех остальных секторов экономики (потребление тепловой энергии прочими секторами экономики, умноженное на цены на тепло для промышленных потребителей).



Рис. 2.3. Источники данных для финансового баланса, 2015 г.

Источники: собрано автором по данным 1-Предприятие, 22-ЖКХ, ЕМИСС, ТЭБ Росстат

Расходная часть финансового баланса представлена итоговой себестоимостью, которая включает затраты на топливо, затраты на оплату труда, амортизацию и прочие операционные расходы. Расходы рассчитываются через структуру затрат, представленную в форме 1-Предприятие.

Замыкает финансовый баланс отрасли теплоснабжение статья прибыль или убыток как разница между итоговой себестоимостью и выручкой.

2.1.2. Построение трех взаимосвязанных балансов в рамках модели

Баланс производства и потребления тепла. В секторе централизованного теплоснабжения в 2022 г. было произведено 1316 млн Гкал тепловой энергии (табл. 2.1). Структура производства тепла выглядит следующим образом: 43% тепла было произведено отопительными котельными, 44% – электростанциями, остальные 13% –

электробойлерными установками и прочими источниками.

Таблица 2.1. Баланс производства и потребления тепловой энергии в 2000-2022 гг.,
млн Гкал

	2000	2005	2010	2015	2022	2022/2000
ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛА В СЦТ	1 502,2	1 488,9	1 424,5	1 243,9	1315,7	-12%
Электростанции, в том числе:	632,6	631,4	622,9	567,0	582,1	-8%
ТЭЦ, в том числе по типам агрегатов	629,2	628,4	619,5	563,7		
Турбоагрегаты		497,2	494,4	476,2	507,0	
Пиковые водогрейные котельные				36,6		
Редукционно-охладительные установки котлов				42,7		
ТЭС, работающие в режиме котельной				8,2		
АЭС	3,4	3,0	3,4	3,3		
Доля комбинированной выработки		78,7%	79,4%	84,0%	87,1%	
Отопительные котельные с установленной мощностью 20 Гкал/ч и более, в том числе:	705,8	760,7	689,4	625,2	559,6	-21%
с установленной мощностью от 20 до 100 Гкал/ч	236,9	216,5	198,9	177,7	141,6	-40%
с установленной мощностью свыше 100 Гкал/ч	468,9	544,2	490,5	447,5	418,0	-11%
Электробойлерные (другие источники)	9,1	2,5	3,9	2,6		
Небаланс	154,7	94,3	108,3	49,1	174,0	12%
ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛА ОТ СЦТ	1 502,2	1 488,9	1 424,5	1 243,9	1315,7	-12%
Потери тепла при производстве и транспортировке	60,2	105	107,8	114,1	132,5	120%
Конечное потребление, в том числе:	1 441,3	1 381,8	1 316,7	1 129,8	1183,2	-18%
Промышленность	591,2	637,7	574,7	511,7	500,1	-15%
Население	545,6	527,8	526,4	450,8	474,2	-13%
Прочие	304,5	216,3	215,6	167,3	209	-31%
Структура потребления тепловой энергии, %						
Доля промышленности	41,0%	46,1%	43,6%	45,3%	42,3%	1,3 п. п.
Доля населения	37,9%	38,2%	40,0%	39,9%	40,1%	2,2 п. п.
Доля прочих	21,1%	15,7%	16,4%	14,8%	17,7%	-3,4 п. п.

Источники: формы 1-ТЕП, 6-ТП, 4-ТЭР/11-ТЭР, 1-Натура-БМ/РСЕ, [133]

На электростанциях было произведено почти 582 млн Гкал тепла в 2022 г., из них 507 млн Гкал отпускается с турбоагрегатов. Детальная структура отпуска тепла на электростанциях представлена в форме 6-ТП, однако данная форма не выпускается с 2019 г. Сейчас статистика электростанций регулируется ГИС ТЭК, эти данные публично не раскрываются. Часть статистики электростанций публикуется в ЕМИСС. При этом в 2015 г. детальная структура отпуска тепла на электростанциях выглядит следующим образом: отпуск тепла с турбоагрегатов – 476 млн Гкал, с редукционно-охладительных установок котлов – 43 млн Гкал, с пиковых водогрейных котельных – 37 млн Гкал.

Доля комбинированной выработки тепла, которая рассчитывается как отношение производства тепла турбоагрегатов к совокупному производству тепла на электростанциях, в 2022 г. составляет 87%.

Отопительными котельными мощностью более 20 Гкал/час было отпущено 560 млн Гкал в 2022 г. При этом 418 млн Гкал тепловой энергии было отпущено крупными котельными мощностью более 100 Гкал/час, доля которых составляет менее 1%

от общего числа котельных. Еще 142 млн Гкал тепла было произведено котельными с установленной мощностью от 20 до 100 Гкал/час.

Небаланс между произведенным теплом по данным, представленным в РСЕ, и суммы по производителям (котельными, электростанциями, электробойлерными установками) в 2022 г. составил 174 млн Гкал. В 2000-2020 гг. данный показатель составлял от 10 до 150 млн Гкал в разные годы. В данную статью баланса, скорее всего, входят производственные котельные, а также часть отопительных котельных, мощностью менее 20 Гкал/ч, которые не учтены в формах 6-ТП и 1-ТЕП, но учитываются Росстатом при оценке полного производства тепловой энергии в СЦТ. При этом за период 2000-2020 гг. небаланс сократился в четыре раза в, что означает улучшение качества статистики. Рост небаланса в 2021-2022 гг. связан с изменениями учета статистики – теперь данные о производстве тепла различными источниками собираются ГИС ТЭК, и в данные о производстве тепла котельными не попадает часть котельных, которые учитываются Росстатом и входят в верхний показатель совокупного производства тепла.

Официально потери тепла при транспортировке составили 132 млн Гкал или 10% от производства в 2022 г. По данным формы 1-ТЕП потери тепла в сетях, снабжающих теплом население и приравненных к нему потребителей, составляют 15%. Подробнее анализ потерь был представлен в Главе 1.

Почти половину тепла от СЦТ потребляет промышленность – 42%. Еще 40% тепла потребляет население, остальное потребляют прочие отрасли – 18% (сельское хозяйство, транспорт, строительство и прочие).

С 2000 г. по 2022 г. потребление тепла в СЦТ сократилось на 18%, при этом потери выросли в вдвое в абсолютном выражении или с 4% до 10% как доля потерь в совокупном производстве тепла. Более чем на 60% сократилось потребление тепла в строительстве, почти на треть в транспорте и сельском хозяйстве, на 13% - населением, на 15% - в промышленности.

За рассматриваемый период вслед за потреблением сократилось производство тепла – на 8% на электростанциях и на 21% на котельных (во много из-за изменения учета статистики, реальное изменение оценивается в 10-12%).

В структуре отпуска тепла на электростанциях преобладает отбор от турбин. Так, в 2000-2013 гг. доля комбинированной выработки тепла составляла 78-80%, а в 2014-2022 гг. 82-87%. Это говорит о стабильных режимах работы и неизменной роли ТЭЦ в выработке тепла в 2000-2022 гг.

Потребление топлива в СЦТ. В 2000-2022гг. за сокращением производства тепла сократилось потребление топлива на нужды теплоснабжения на 13% (табл. 2.2.). Основное

снижение потребления топлива в СЦТ произошло в 2007-2015 гг. – до 178 млн т у. т., далее до 2019 г. оно находилось на уровне 181-188 млн т у. т., и в 2020 г. снизилось до 177 млн т у. т., в 2021-2022 гг. выросло до 189-192 млн т у. т.

На котельных потребляется больше топлива, чем на электростанциях, однако с 2010 г. доли рассматриваемых источников тепла в структуре потребления топлива выравниваются, и уже в 2022 г. они практически не отличаются.

Таблица 2.2. Потребление топлива в секторе централизованного теплоснабжения по видам источников теплоснабжения в 2000-2022 гг., млн т у. т.

	2000	2005	2010	2015	2022	2022/2000
Всего	217,5	212,1	207,4	177,8	189,2	-13%
Электростанции	100,3	95	98,2	86,3	94,4	-6%
Котельные	117,2	117	109,2	91,5	94,8	-19%
Структура расхода топлива, %						
Электростанции	46,1	44,8	47,3	48,5	49,9	+3,8 п.п.
Котельные	53,9	55,2	52,7	51,5	50,1	-3,8 п.п.

Источники: форма Росстата 4-ТЭР/11-ТЭР

В 2022 г. потребление природного газа в СЦТ составляет 143 млн т у. т. или 76% от совокупного потребления топлива (табл. 2.3). С 2000 г. по 2022 г. доля газа в структуре потребления топлива в СЦТ выросла с 67% до 76%.

Потребление угля в СЦТ в 2022 г. составило 30 млн т у. т. или 16% в структуре потребления топлива в СЦТ. С 2000 г. по 2022 г. доля угля в потреблении топлива в централизованном теплоснабжении сократилась с 22% до 16%.

В 2022 г. потребление мазута в СЦТ составило 10 млн т у. т., что занимает 5% совокупного потребления топлива. С 2000 г. по 2022 г. доля мазута в потреблении топлива в СЦТ сократилась с 10% до 5%. Это связано с высокими ценами на мазут и замещением его более дешевым газом.

Таблица 2.3. Потребление топлива в секторе централизованного теплоснабжения по видам топлива в 2000-2022 гг., млн т у. т.

	2000	2005	2010	2015	2022	2022/2000
Всего	217,5	212,1	207,4	177,8	189,2	-13%
газ	146	152,7	154,6	135,9	143,3	-2%
уголь	46,7	40,9	38,0	31,0	29,9	-36%
мазут	21,6	14,9	10,2	6,0	9,7	-55%
прочее	3,2	3,7	4,6	4,8	6,3	97%
Структура расхода топлива, %						
газ	67,1	72	74,5	76,4	75,7	8,6 п.п.
уголь	21,5	19,3	18,3	17,4	15,8	-5,7 п.п.
мазут	9,9	7,0	4,9	3,4	5,1	-4,8 п.п.
прочее	1,5	1,7	2,2	2,7	3,3	1,8 п.п.

Источники: форма Росстата 4-ТЭР/11-ТЭР

Удельный расход топлива (УРУТ) для производства тепловой энергии составил

162 кг у. т./Гкал в 2022 г. (табл. 2.4). В 2000-2022 гг. этот показатель находился на уровне 160-162 кг у. т./Гкал, за исключением скачков в 2010 г. (166 кг у. т./Гкал) и 2019 г. (156 кг у. т./Гкал).

Удельный расход топлива для производства тепла на котельных выше, чем на электростанциях. В 2000-2022 гг. УРУТ котельных находился на уровне 167-172 кг у. т./Гкал. Более детальный анализ динамики УРУТ котельных представлен в Главе 1.

Удельный расход топлива для производства тепла на электростанциях в 2000-2022 гг. находился на уровне 152-161 кг у. т./Гкал.

Таблица 2.4. Удельный расход топлива на электростанциях и котельных в 2000-2022 гг., кг у. т./Гкал

	2000	2005	2010	2015	2022	2022/2000
Всего	162,9	162,4	165,5	162,5	161,7	-0,7%
на электростанциях	155,5	152,4	160,9	155,5	156,3	0,5%
на котельных	170,3	172,3	170,1	168,6	167,1	-1,9%

Источники: форма Росстата 4-ТЭР/11-ТЭР

Баланс производства и потребления тепла сектора централизованного теплоснабжения. В таблице 2.5 представлены оценки выручки, рассчитанные автором через тарифы на тепло и данные потребления тепла. В 2022 г. выручка в сфере теплоснабжения составила 2,5 трлн руб. Выручка наполовину состоит из платежей населения и наполовину из платежей промышленности и прочих потребителей.

Таблица 2.5. Расчетная выручка в сфере теплоснабжения в 2005-2022 гг., млрд. руб.

	2005	2010	2015	2018	2019	2020	2021	2022
Выручка всего	612**	1 078**	1 731	2 034	1 972	1 888	2 224	2 479
платежи населения			1 122	1 268	1 122	925	1 082	1 253
платежи промышленности и прочих потребителей			609	766	851	962	1 142	1 225

Источники: расчеты автора по данным ЕМИСС, ТЭБ Росстат

**расчет по совокупным показателям отпуска тепла и тарифа

В таблице 2.6 представлено сравнение оценок выручки в сфере теплоснабжения по данным форм 22-ЖКХ, 1-Предприятие, а также расчетная оценка выручки, описанная выше.

По мнению автора наиболее достоверную оценку выручки в сфере теплоснабжения дает расчетный метод, он же показывает и наибольшую оценку. По данным двух других форм оценка выручки значительно ниже. Выручка по данным формы 1-Предприятие в 2022 г. составила 1,3 трлн руб. или 54% расчетной выручки, поскольку многие котельные и организации, использующие котельные, являются малыми и средними предприятиями и не учитываются в данной форме. Данные о затратах и выручке до 2021 г. взяты из формы

1-Предприятие, далее – из ЕМИСС.

Выручка по данным формы 22-ЖКХ в 2022 г. составила 1,6 трлн руб. или 63% расчетной выручки. Данная форма не учитывает часть промышленности и прочих потребителей.

В 2022-2015 гг. выручка по данным формы 22-ЖКХ выросла на 41%, по данным 1-Предприятие на 47%, расчетный показатель выручки вырос на 43%.

Таблица 2.6. Выручка в сфере теплоснабжения в 2015-2022 гг., млрд. руб.

	2015	2018	2020	2022
Форма 1-Предприятие	909	1 077	1 120	1 340
Форма 22-ЖКХ	1 108	1 354	1 334	1 563
Расчетная выручка	1 731	2 034	1 888	2 479

Источники: расчеты автора по данным ЕМИСС, ТЭБ Росстат, форм 1-Предприятие, 22-ЖКХ

В таблице 2.7 представлен расчетный финансовый баланс в секторе централизованного теплоснабжения в 2005-2022 гг. Для расчетов используются структура затрат и рентабельность из формы 1-Предприятие.

Таблица 2.7. Расчетный финансовый баланс в сфере теплоснабжения в 2005-2022 гг., млрд. руб.

Годы	2005	2010	2015	2018	2019	2020	2021	2022
Расходы на топливо	293,7	691,0	594,2	690,5	705,0	655,8	857,6	894,8
Оплата труда	133,4	210,4	380,9	427,1	414,1	396,5	467,0	520,6
Прочие операционные расходы	164,1	116,7	652,2	794,1	734,6	722,5	765,9	914,8
Амортизация	20,8	60,3	103,9	122,0	118,3	113,3	133,4	148,7
Итого себестоимость	636,4	1152,8	1 900,8	2 226,9	2 159,4	2067,4	2435,3	2714,5
Балансовая прибыль / убыток	-24,5	-74,4	-169,7	-193,2	-187,3	-179,4	-211,3	-235,5
Расчетная валовая выручка	611,9	1078,3	1 731,2	2 033,7	1 972,1	1888,0	2224,0	2479,0

Источники: расчеты автора по данным ЕМИСС, ТЭБ Росстат, форма 1-Предприятие

Выручка в расчетном финансовом балансе представляет собой описанную выше расчетную выручку. Балансовая прибыль/убыток рассчитывается через рентабельность, представленную в форме 1-Предприятие. Себестоимость есть разница между расчетной выручкой и прибылью/убытком.

Затраты на топливо рассчитываются через расход топлива в теплоснабжении и цены на топливо. Оплата труда, амортизация рассчитываются через структуру затрат, представленную в форме 1-Предприятие. Прочие операционные расходы балансируют затраты.

Отрасль теплоснабжения является убыточной, что видно из финансового баланса, с убытками на уровне 8-9% в 2010-2022 гг. и 4% в 2005 г. В 2022 г. убыток в отрасли

теплоснабжении составил 236 млрд руб.

За 2005-2022 гг. в сфере теплоснабжения изменяется структура затрат. В 2022 г. доля затрат на топливо в структуре затрат составила 47%, в 2005-2022 гг. находясь на уровне 33-48%. Оплата труда занимает 28% в структуре затрат, ее доля выросла на 7 п. п. с 2005 г. Доля прочих операционных затрат занимает 48% в структуре затрат, в 2005-2022 гг. она находилась на уровне 37-48%. Доля амортизации составляет 8%, она выросла на 5 п. п. с 2005 г.

В 2010 г. рост затрат на топливо произошел из-за значительного роста цен на топливо вследствие высокой инфляции при неизменном объеме его потребления. В 2015-2020 гг. затраты на топливо росли значительно быстрее расхода топлива. Так, в рассматриваемый период потребление топлива в теплоснабжении не увеличивалось, затраты топлива при этом выросли, что объясняется только ростом цен на топливо.

2.2. Описание модели отрасли централизованного теплоснабжения, учитывающей новые инструменты развития отрасли, и логики прогнозных расчетов

2.2.1. Схема разработанной модели отрасли централизованного теплоснабжения

Исследователями предлагались различные подходы к моделированию систем теплоснабжения. А.В. Затонский и Л.Г. Тугашова предложили математическую модель прогнозирования отпуска тепловой энергии на уровне города, учитывающую различные факторы: нормативы потребления, метеоусловия, характеристики зданий и др. [74].

В.А. Стенников и коллеги разработали математическую модель управления регулируемым монопольным рынком централизованного теплоснабжения в двухуровневой системе, где верхний уровень – регулирующий орган, а нижний уровень – система теплоснабжения потребителей (источники тепла, сети, потребители). Это модель для СЦТ в одном населенном пункте [126].

Нами предложена модель макроуровня, суммирующая функционирование всех СЦТ в стране в одну отрасль/сектор [138]. По типу модель относится к балансово-имитационным моделям.

Предлагаемая модель описывает сектор централизованного теплоснабжения. Методика построения этой модели описана в статье [138]. В ее основе лежат представленные ранее балансы, которые связаны между собой и замыкают друг друга (рис. 2.4). С помощью модели можно увидеть, как изменение отдельных параметров повлияет на всю систему. Так, например, изменение объема и направлений инвестиций в отрасль изменят состояние и функционирование тепловых сетей, источников тепла, а также расход топлива и финансовые результаты отрасли.

Целью моделирования является выяснение причин, факторов и условий функционирования отрасли в формате «что-если», выбор приоритетов и постановка целей развития отрасли. При построении модели применяются балансовые и имитационные (последовательность связей между элементами моделей как реакция на изменения внешних параметров) методы, для ряда задач – эконометрические (прогноз спроса и ряда технико-экономических показателей) и экспертные методы (моделирование структуры затрат). С помощью модели можно строить среднесрочные и долгосрочные поисковые прогнозы развития отрасли.

Физический баланс состоит из блоков производства и потребления тепла; баланс тепла связан с топливным балансом через удельный расход топлива на произведенное тепло, объемы которого используются для расчета совокупных расходов топлива и затрат на него.

Топливный баланс включает в себя расход топлива на нужды теплоснабжения по видам источников теплоснабжения и видам топлива.

Финансовый баланс строится исходя из выручки – совокупный отпуск умножается на средневзвешенную цену 1 Гкал. В расходной части затраты на топливо рассчитываются, а все остальные статьи балансируются через сценарно задаваемые убыток/прибыль и структуру затрат. Таким образом, топливный баланс связан с финансовым балансом через расход топлива, который учитывается в затратах сектора. Финансовый баланс замыкает расчет.

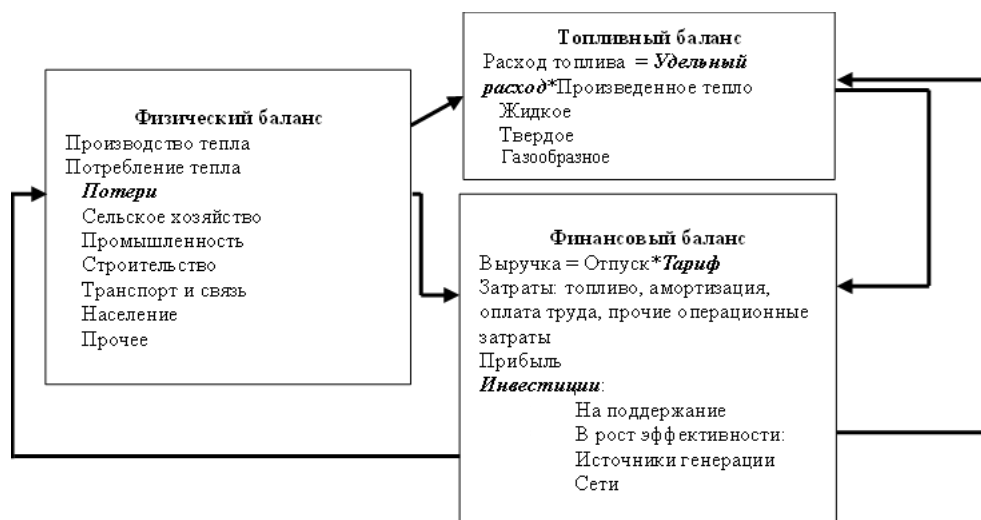


Рис. 2.4. Схема модели функционирования сферы централизованного теплоснабжения

Источник: составлено автором

В модели выделяется два сектора по институциональному признаку: традиционный сегмент и альткотельные. Данные сектора функционируют по-разному и реагируют на

изменения неодинаково. Вместе они формируют модель отрасли централизованного теплоснабжения.

Для нового блока альткотельных разработаны модели ЦТ на уровне отдельного города, согласованные по своей структуре с моделью сектора ЦТ в стране в целом. Это позволило получить новые количественные оценки, как развития сегмента альткотельных, так и перспектив развития всего сектора ЦТ в целом, в том числе в сценарии расширения механизма альткотельных, что будет показано далее.

Описанные выше балансы модели составляются в целом для отрасли централизованного теплоснабжения и для проектов альткотельных. Для традиционного сегмента на ретроспективе все показатели рассчитываются как разница между всей отраслью и альткотельными.

Основной вопрос, на который отвечает модель – какие эффекты будут в отрасли при различных вариантах развития. Результаты счета модели могут быть полезны для исследователей теплоснабжения, энергетики и экономики; лиц, принимающих решения относительно отрасли; инвесторов и властей муниципалитетов, рассматривающих введение ценовых зон теплоснабжения.

У предложенной модели теплоснабжения есть возможности и ограничения, которые описаны в табл. 2.8.

Таблица 2.8. Возможности и ограничения модели теплоснабжения

Возможности модели	Ограничения модели
<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка эффектов влияния различных мер политики и вариантов развития на отрасль на уровне всей страны 2. Оценка эффектов от реализации механизма альткотельной, в том числе на уровне города 3. Анализ отрасли как комплекса с учетом технологического развития (через структуру производства, затрат, УРУТ) и экономических условий (через цены на топливо, тарифы для разных потребителей, структуру затрат, себестоимость и прочее) 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие полноценных связей взаимовлияния электроэнергетика-теплоснабжение (отчасти через производство тепла электростанций) 2. Отсутствие оценки эффектов влияния теплоснабжения на экономику страны (это направление для дальнейших исследований) 3. Ограниченный учет в модели сегментов передачи и распределение тепла 4. Выдвигаемые гипотезы (потребление тепла сокращается, сегмент прочего СЦТ остается убыточным, тарифы на тепло и инвестиции в сегменте АК растут быстрее, чем в сегменте прочего СЦТ, сегмент АК становится положительно рентабельным в моменте/после введения ценовых зон теплоснабжения и прочее) 5. Статистические данные (о чем рассказано в разделе 1.3)

Источники: составлено автором

Основными ограничениями модели являются выдвигаемые автором гипотезы, а также используемые статистические данные. Другими ограничениями модели являются отсутствие связей взаимовлияния электроэнергетика-теплоснабжение, которые косвенно выделены через производство электростанций. Также в модели ограниченно учитываются сегменты передачи и распределения тепла.

Есть ряд мер, которые можно использовать для повышения эффективности работы СЦТ, но в рамках предлагаемой модели они не рассматриваются. Среди таких мер внимания требуют следующие меры: взаимодействие централизованного теплоснабжения и распределенной генерации, работа с реальным прогнозом потребления тепла в городах с АК и использование методов управления спросом, оптимизация режимов работы тепловых сетей.

Модель позволяет учесть структурно-функциональные связи в секторе, в том числе взаимодействие производственных, технико-экономических и финансовых характеристик и особенности функционирования отрасли, как в целом, так и для выделенных сегментов (альткотельные и прочее ЦТ), что в свою очередь позволяет анализировать и оценивать результаты различных вариантов развития сектора ЦТ, в том числе реализацию механизма альткотельной и возможности его расширения, в том числе на уровне города. В модели на уровне страны можно оценить эффекты влияния технологического развития и экономических условий (изменение цен на топливо, тарифов для разных потребителей, финансовой модели) на работу отрасли.

2.2.2. Описание параметров модели и логики их формирования на прогнозном периоде

Входными параметрами модели являются тарифы на тепло и инвестиции, которые влияют на удельный расход топлива и потери в тепловых сетях, а значит, и на затраты по этим статьям. Это параметры в рамках сценариев взаимосогласованы.

Также входными параметрами модели являются структура потребления топлива на нужды теплоснабжения, структура производства и объемы и структура потребления тепла. Эти параметры входные для обоих сегментов.

Другим параметром модели является доля сегмента альткотельных в теплоснабжении, что влияет на совокупные параметры функционирования отрасли теплоснабжение.

Для формирования сценариев задаются значения входных параметров, которые отражают тот или иной вариант развития отрасли централизованного теплоснабжения. Как будет показано в Главе 3, сценарии в рамках данного диссертационного исследования задаются в основном за счет развития сектора альткотельных и доли ТЭЦ в совокупной

выработке тепла в секторе ЦТ.

Следует отдельно остановиться на моделировании потребления тепла. На ретроспективе потребление тепла сокращается, факторы сокращения были указаны выше. На прогнозе построена регрессия, которая отражает тренд на сокращение, но с замедлением. Регрессионные зависимости динамики потребления от доходов населения, площади или других факторов не позволяют использовать их для прогноза. Динамика потребления тепла схожа с динамикой других прогнозов. Например, из ИНЭИ РАН [177].

В связи с этим в модели параметр покупательной способности населения не присутствует явно, хотя этот фактор и влияет на потребление тепла. В исследовании рассматривается удовлетворенность потребителей качеством теплоснабжения как один из факторов анализа, но в рамках модели это не отображено. На прогнозе делается предположение о том, что доходы населения и их покупательная способность не являются ограничением в спросе на тепло. Кроме того, на ретроспективе доходы населения растут быстрее цен на тепло.

В традиционном сегменте отражено инерционное развитие отрасли. В этом сегменте предполагается развитие отрасли согласно сложившимся тенденциям, в связи с этим предлагаются следующие гипотезы: потребление тепла сокращается, удельные расходы топлива сокращаются, доля потерь тепла растет, структура потребления топлива на нужды теплоснабжения практически не изменяется. Тарифы на тепло и инвестиции растут по инфляции. Сегмент прочего СЦТ остается убыточным, структура затрат в финансовом балансе не изменяется.

Сегмент альткотельных развивается согласно планам инвесторов, где принимаются следующие гипотезы: потребление тепла незначительно растет, доля потерь тепла сокращается, удельные расходы топлива незначительно сокращаются, структура потребления топлива на нужды теплоснабжения изменяется – доля газа замещает долю угля на 5 п. п. Тарифы на тепло и инвестиции растут быстрее, чем в сегменте прочего СЦТ. При переходе муниципалитета в ценовую зону теплоснабжения предполагается неубыточность функционирования теплоснабжающей компании. Поэтому на прогнозном периоде сегмент альткотельных характеризуется положительной рентабельностью.

На выходе модель представляет согласованные между собой: потребление и производство тепла, расход топлива, структуру затрат и выручку сектора.

Связи для выходных параметров следующие: потребление тепла зависит от внешних факторов – численности населения и ВДС промышленности; потребление топлива на нужды теплоснабжения определяется объемами производства тепла, эффективностью работы и техническим состоянием сектора теплоснабжения (УРУТ,

потери в сетях); финансовые показатели сектора (выручка, рентабельность, затраты) зависят тарифов на тепло, спроса на тепло, эффективности работы сектора теплоснабжение (УРУТ, потери), а также косвенно от инвестиций (через амортизацию), направляемых в отрасль.

Отметим, что был проведен анализ эластичности показателей модели к макроэкономическим параметрам (ВВП, ВДС, ИПЦ). При моделировании параметры модели практически не эластичны к динамике экономики, что связано со спецификой спроса на тепловую энергию. Причем зависимость динамика потребления тепла и динамика ВВП/ВДС обратная, что связано во много с ростом энергоэффективности и энергосбережения в теплоснабжении со временем.

2.2.3. Описание счета модели

Производственные, экономические и финансовые показатели каждого сегмента на прогнозном периоде формируются в своей логике. Подробнее логика финансовых балансов для различных сегментов представлена в Приложении 5.

Сегмент альткотельной. Схема счета сегмента альткотельной представлена на рис. 2.5. Счет сегмента альткотельной на прогнозе предполагает реализацию инвестиционных планов, описанных в проектах альткотельной. В этих проектах заложены снижение потерь в тепловых сетях и удельных расходов топлива. Кроме того, в этих проектах заложен повышенный тренд тарифов на тепло. Еще одним фактором проектов альткотельной является их неубыточность, иначе такие капиталовложения не были бы интересны инвесторам.

Расчет прогнозных показателей происходит отдельно для каждой ценовой зоны теплоснабжения, затем они суммируются. Производство и потребление тепла, а также УРУТ и доля потерь тепла отражены в схемах теплоснабжения муниципалитетов, отнесенных к ценовой зоне теплоснабжения, эти же используются в прогнозе. Расчет потребления топлива на прогнозном периоде происходит через производство тепла и УРУТ.

Для совокупного расхода топлива также рассчитывается структура расхода по его видам, исходя из данных, представленных в схемах теплоснабжения.

В финансовом балансе начальная структура затрат моделируется в зависимости от структуры производства тепла, показателей потерь и УРУТ. В прогнозе выручка и затраты топлива, скорректированные с помощью показателя эффективности, являются расчётными. Затраты на оплату труда на прогнозном периоде определяются двумя факторами: ростом эффективности и ростом зарплат. Амортизация рассчитывается,

исходя из направленных в отрасль инвестиций (по проекту альткотельной, а также прочих инвестиций), срок амортизации составляет 8-15 лет. Прочие затраты задаются через определяемую экспертно долю в структуре затрат. Себестоимость рассчитывается как сумма всех затрат. Прибыль или убыток в финансовом балансе – итоговый расчетный показатель.

При моделировании отрасли теплоснабжения на уровне городов были выявлены некоторые значительные и общие проблемы, связанные с нереалистичностью и нелогичностью данных, представленных в схемах теплоснабжения. Подробно об этих проблемах описано в статье [140].

Основные формулы для расчетов в сегменте альткотельной:

- Топливный баланс:

$$\text{Потребление топлива} = \sum_{ij} \text{ПТ}_{ij} = \sum_{ij} \text{УРУТ}_{ij} * \text{ПрТеп}_{ij},$$

где ПрТеп – производство тепла, УРУТ – удельный расход условного топлива

- Финансовый баланс:

$$\text{Затраты на потребление топлива} = \sum_{ik} \text{ЗПТ}_{ik} = \sum_i (\sum_k \text{ЦТ}_{ik} * \text{ПТ}_{ik}) * \text{К},$$

где ЦТ – цена топлива, ПТ – потребление топлива

$$\text{Затраты на оплату труда} = \sum_i \text{ЗОТ}_i = \sum_i \text{ЗОТ}_{i(n-1)} * \text{К} * (1 + \text{И})$$

$$\text{Амортизация} = \sum_i \text{А}_i = \sum_i (\text{ИП}_i + \text{ИЭ}_i) * (1 + n)^{\text{са}},$$

где ИП – инвестиции на поддержание, ИЭ – инвестиции в эффективность), са –

срок амортизации

$$\text{Себестоимость} = \sum_i \text{С}_i = \sum_i (\text{ЗРТ}_i + \text{ЗОТ}_i + \text{А}_i + \text{ПЗ}_i)$$

$$\text{Выручка} = \sum_i \text{В}_i = \sum_{im} \text{ПТеп}_{im} * \text{ЦТеп}_{im},$$

где ПТеп – потребление тепла, ЦТеп – цена тепла

i – ЦЗ,

j – источник тепла,

k – вид топлива,

К – показатель эффективности,

И – индекс роста цен,

n – год расчета,

m – вид потребителя.

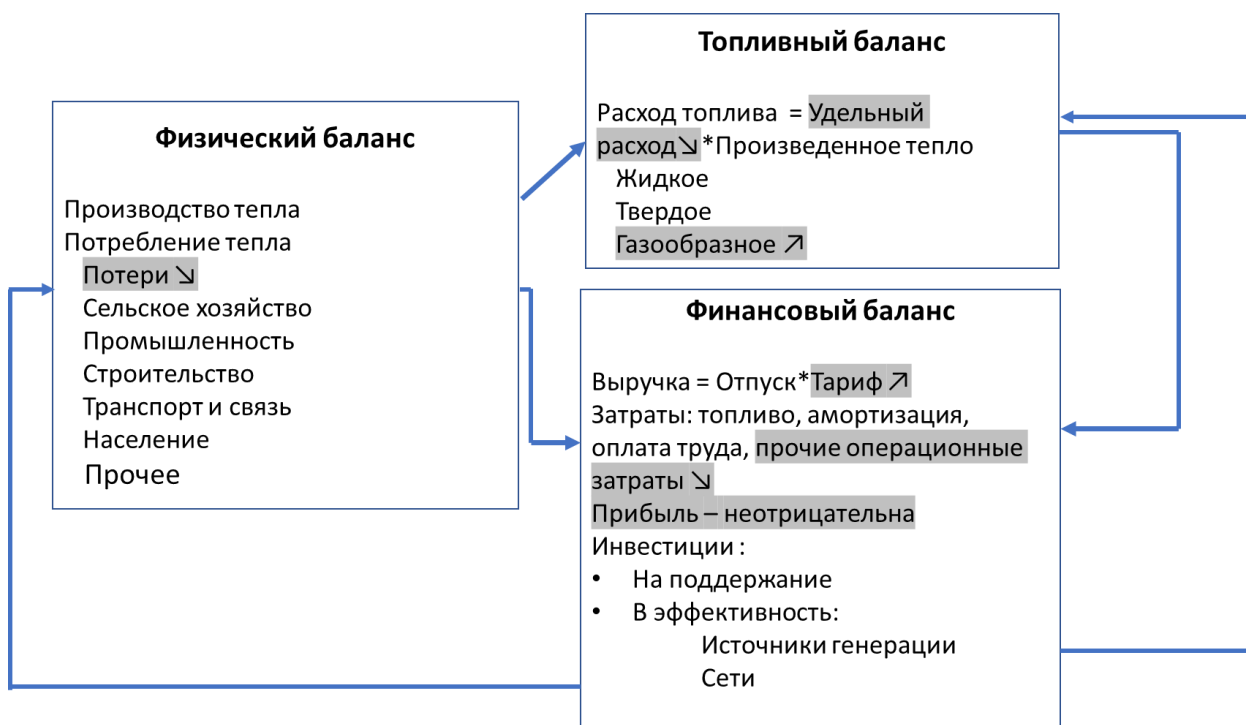


Рисунок 2.5. Описание схемы счета модели для сегмента альткотельной

Сегмент прочих СЦТ. Предполагается развитие сегмента прочих СЦТ в инерционной логике. Схема счета данного сегмента представлена на рис. 2.6. На прогнозном периоде потребление тепла рассчитывается как сумма потребления тепла населением, промышленностью и прочими потребителями. Потребление тепла населением на прогнозном периоде – регрессия от численности населения (прогноз Росстата), а потребление тепла промышленностью и прочими потребителями – регрессия от удельного показателя ВДС (прогноз Минэкономразвития РФ) на площадь нежилых помещений (временная регрессия). Потери тепла в сетях моделируются как функция от износа тепловых сетей и инвестиций, направляемых в отрасль.

Производство тепла повторяет потребление тепла, экспертно моделируется структура производства тепла по источникам.

Удельный расход топлива на ретроспективе рассчитывается через производство тепла и расход топлива в теплоснабжении. На прогнозе УРУТ моделируется через ежегодный прирост/сокращение, которое связано с инвестициями, направляемыми в отрасль, или является сценарным параметром. Зависимость УРУТ от инвестиций следующая: если прирост инвестиций больше среднего за предыдущие периоды (20 лет), то УРУТ дополнительно сокращается, если нет, то динамика идет по имеющемуся тренду. Потребление топлива на прогнозном периоде рассчитывается через производство тепла и значения УРУТ.

Рассчитывается также структура расхода по его видам, исходя из ретроспективных данных и сложившихся тенденций.

Основные формулы для расчетов в сегменте прочего СЦТ:

- Баланс производства и потребления тепла:

$$\text{Потребление тепла} = \text{ПП} + \text{ПН} + \text{П},$$

где ПП – потребление промышленностью и прочими, ПН – потребление населением, П - потери

$$\text{Потери} = \text{П}_{n-1} * (1 + f(\text{ИС})),$$

где ИС – износ сетей, П - потери

- Топливный баланс:

$$\text{УРУТ} = \sum_k \text{УРУТ}_k * (1 + f_k(\text{ИН})),$$

где УРУТ – удельный расход условного топлива, ИН - инвестиции

Логика коэффициентов $f(\text{ИС})$ и $f_k(\text{ИН})$: если прирост износа больше, чем на ретроспективе, то потери растут; если инвестиции растут больше, чем на ретроспективе, то УРУТ сокращается дополнительно

$$\text{Потребление топлива} = \text{УРУТ} * \text{ПрТеп},$$

где ПрТеп = производство тепла

- Финансовый баланс:

$$\text{Выручка} = \text{ПТеп}_m * \text{ЦТеп}_m,$$

где ПТеп – потребление тепла, ЦТеп – цена тепла

$$\text{Затраты на потребление топлива} = \text{ЦТ}_k * \text{ПТ}_k,$$

где ЦТ – цена топлива, ПТ – потребление топлива

$$\text{Амортизация} = \text{С} * \text{ДА}, \text{ДА} = f(\text{ИН}),$$

где ДА – доля амортизации в затратах, ИН – инвестиции, С - себестоимость

$$\text{Затраты на оплату труда} = \text{ЗОТ}_{n-1} * (1 + \text{И})$$

$$\text{Прочие затраты} = \text{С} - \text{ЗРТ} - \text{А} - \text{ЗОТ},$$

$$\text{Себестоимость} = (1 - \text{Р}) * \text{В}, \text{Р} = f(\text{И})$$

где В – выручка, Р – рентабельность, ИН - инвестиции

k – вид топлива,

И – индекс роста цен,

n – год расчета,

m – вид потребителя

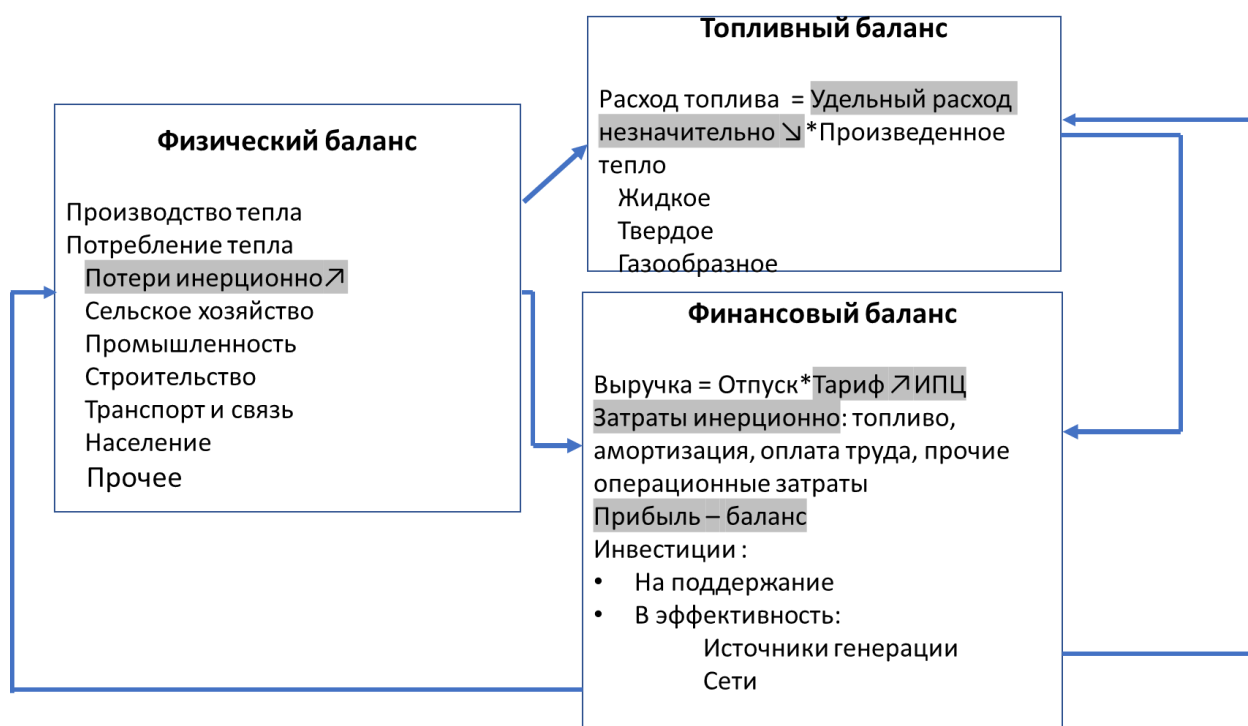


Рисунок 2.6. Описание схемы счета модели для сегмента прочего СЦТ

В сегменте прочего СЦТ выручка рассчитывается через платежи населения и промышленности и прочих, как это было описано ранее. В финансовом балансе моделируется структура затрат. Затраты на топливо рассчитываются через цены на топливо и расход топлива. Доля амортизации в структуре затрат – функция от инвестиций в теплоснабжение. Затраты на оплату труда рассчитываются через ежегодный прирост, доля прочих затрат балансирует. Совокупные затраты – функция от рентабельности и выручки, рентабельность зависит от инвестиций.

Расчет финансового баланса производится в текущих ценах. Динамика всех прочих показателей на прогнозном периоде задана с учетом индексов цен на уровне 4%. В результате динамика финансовых показателей определяется ценами и затратами, сформированными индексами, и инвестициями, которые влияют на амортизацию и изменение потерь в сетях и УРУТ, которые в свою очередь влияют на связанные статьи затрат.

2.3. Инвестиционные механизмы в теплоснабжении

2.3.1. Ценообразование в теплоснабжении в мире

Ценообразование на тепловую энергию определяется вариантом организации теплоснабжения в стране. Вариантов ценообразования так же два – государственное регулирование цен и рыночное тарифообразование (см. раздел 1.2, рис. 2.7).

В первом варианте государство обеспечивает соблюдение баланса экономических интересов потребителей и производителей тепловой энергии, обеспечение надежного

снабжения теплом потребителей, реализацию целей по декарбонизации, энергоэффективности и прочее. Выделяются несколько методов тарифообразования: метод индексации, метод экономически обоснованных расходов (затраты+), метод сравнительного анализа (бенчмаркинга), метод доходности инвестиционного капитала. Все эти методы тарифообразования не стимулируют к снижению затрат и повышению эффективности.

При рыночном ценообразовании тариф на тепло либо устанавливается свободно (конкурентный отбор поставщиков или динамическое ценообразование), либо свободно внутри ценового потолка. Ценовой потолок может быть равен цене альтернативного источника энергия. Ценовой потолок применяется в Дании, Нидерландах, Норвегии и других странах Западной Европы. Второй вариант частичного регулирования цен – тарифообразование с помощью индекса эффективности, при этом цена рассчитывается по формуле: цена покрывает затраты предыдущего периода + прибыль на инвесткапитал (доля затрат). Этот вариант применяется в Великобритании и Чехии. Рыночное тарифообразование повышает инвестиционную привлекательность и эффективность функционирования отрасли, отсутствует необходимость бюджетного субсидирования. Задача государства – обеспечение справедливых условий для конкуренции.

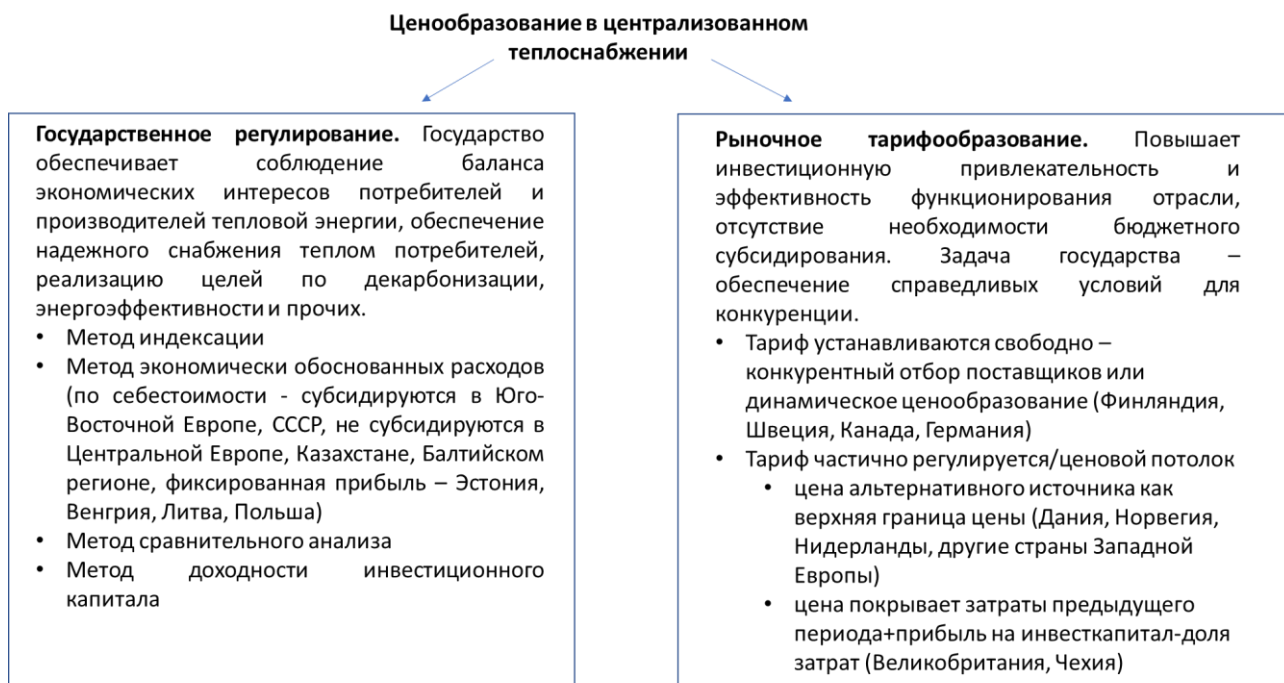


Рисунок 2.7. Ценообразование в централизованном теплоснабжении

Источник: составлено автором

2.3.2. Ценообразование в теплоснабжении в России

Законодательно в России закреплены следующие методы тарифообразования:

- метод сравнительного анализа (эталонных расходов (затрат));
- метод экономически обоснованных расходов;
- метод индексации;
- метод доходности инвестиционного капитала;

При этом метод сравнительного анализа (эталонных расходов (затрат) закреплен в качестве приоритетного. Однако доминирует метод экономически обоснованных расходов [141]. При этом метод индексации также косвенно учитывается в тарифах на тепло – при согласовании тарифов с региональными властями есть ограничения на рост тарифа на тепло.

На данный момент тариф устанавливается на один год. Однако идут разговоры о введении долгосрочности тарифного регулирования, в соответствии с которым тарифы вводятся в действие на срок не менее 5 лет.

На практике почти всегда применяется метод эталонных расходов – в 85-90% случаев.

Фактически тарифообразование в секторе происходит по затратному методу. Теплоснабжающие организации предоставляют свои сметы в регулирующие органы на уровне субъектов страны, затем субъекты устанавливают цену на тепловую энергию на следующий год в рамках предельных уровней тарифа. В этот тариф включены текущие затраты и ремонт, не учитывая инвестиционную составляющую. Основным источником инвестиций является амортизация, за счет которой не может осуществляться модернизация оборудования¹⁴ и осуществляться полноценная инвестиционная деятельность, что было показано в разделе 1.4.2.

В 10-15% случаев тарифообразование происходит с помощью ценового потолка – метода альткотельной, внутри которого цена на тепло устанавливается свободно. Тариф на тепловую энергию при этом долгосрочный.

2.3.3. Новые инвестиционные механизмы в теплоснабжении в России

В последние несколько лет в теплоснабжении были запущены новые инвестиционные механизмы – концессии в 2018 г.¹⁵ и ценовые зоны теплоснабжения в 2017 г.¹⁶

¹⁴ Презентация «Политика в теплоснабжении» Минэнерго, апрель 2013 г. // <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/3397/3193> Просмотров: 03.05.2023

¹⁵ Федеральный закон от 21.07.2005 N 115-ФЗ (ред. от 27.12.2018) "О концессионных соглашениях"

¹⁶ Федеральный закон от 29 июля 2017 г. № 279-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам

Концессионное соглашение – это договор, который направлен на создание или реконструкцию за счет средств инвестора объекта, находящегося в государственной собственности, с возможностью эксплуатации и сбора дохода в пользу инвестора. Закон «О концессионных соглашениях» предполагает осуществление инвестором строительства и эксплуатации объекта в течение установленного срока, после чего объект передается государству. Анализ концессий в теплоснабжении представлен в Приложении 2.

После принятия закона об альтернативной котельной в 2017 г. появилась возможность ввода ценовых зон теплоснабжения. Это означает перевод систем теплоснабжения по границам муниципалитета на свободное ценообразование с установлением цены не выше, подписанных в соглашении. Этот предельный уровень рассчитывается как цена поставки тепловой энергии от альтернативного источника тепла («альткотельной»). По итогам переговоров между администрацией муниципалитета и Единой теплоснабжающей организацией (ЕТО) устанавливается долгосрочный тариф на тепло. ЕТО формируется на базе крупнейшей компании в сфере теплоснабжения в регионе и становится ответственной за всю цепочку теплоснабжения, а также имеет обязательство модернизировать СЦТ в рамках своей территории.

Целью новой модели в теплоснабжении является оптимизация и развитие отрасли теплоснабжения, а также стимулирование инвестиций в объекты теплоснабжения. Эта модель позволяет провести инвестиции и окупить их в понятный для инвестора срок.

Новый способ ценообразования стимулирует поставщиков тепла быть эффективнее. Прибыльными становятся более конкурентоспособные компании, которые модернизируют теплоснабжение и снижают себестоимость тепла.

По оценкам автора¹⁷ с учетом перечисленных механизмов преобразования отрасли теплоснабжения рынок генерации тепловой энергии включает в себя источники тепла, задействованные в проекте альтернативной котельной, с долей в генерации до 15% и источники тепла, включенные в концессионные соглашения, с долей в генерации около 5%. Суммарно новые сегменты занимают до 20% в производстве тепла в стране.

В концессионных соглашениях инвестор модернизирует тепловую инфраструктуру города и продает тепловую энергию конечному потребителю, пока не окупятся вложенные средства.

Модель альткотельной предполагает работу инвестора в городе на долгосрочной основе, что возможно лишь при изменении способа ценообразования на тепло (иначе инвестор не заинтересован).

совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения”

¹⁷ Оценки автора по данным Росинфра, данным компаний и данным форм 1-ТЕП и 6-ТП

2.4. Анализ проектов по переходу муниципалитетов в ценовые зоны теплоснабжения

По состоянию на июль 2024 г. ценовые зоны теплоснабжения были введены в 42 населенных пунктах. В данной работе анализ ведется по 39 ценовым зонам в 18 регионах, введенным на февраль 2024 г. (табл. 2.9). Инвестиции в эти проекты составляют порядка 298 млрд руб., что в 2,6 раз выше объема инвестиций, который был бы направлен в эти муниципалитеты без перехода в ЦЗ и вдвое выше ежегодных инвестиций в отрасль.

Ценовые зоны преимущественно представлены в централизованном сегменте теплоснабжения, по оценкам автора на 90%. Оставшиеся 10% составляют децентрализованный сегмент теплоснабжения.

Большинство проектов ценовых зон теплоснабжения рассчитаны на 10-15 лет. Средний объем инвестиций в один проект составляет 7-8 млрд руб. Среди проектов есть небольшие города с относительно высокими инвестициями: Новокуйбышевск в Самарской области, Краснокамск в Пермском крае, Белово в Кемеровской области, Куйбышев в Новосибирской области. Также есть проекты с относительно невысокими инвестициями относительно высокой численности и больших объемов генерации тепла в них: Пермь, Новосибирск, Барнаул.

Крупнейшими инвесторами в проекты альткотельной являются ПАО «Т Плюс» - 20 ценовых зон, ООО «СГК» - 12 ценовых зон и ПАО «РусГидро» - 3 ценовые зоны.

Ценовые зоны теплоснабжения отличаются между собой. Среди них есть города-миллионники: Красноярск, Новосибирск, Пермь, Самара; крупные столицы субъектов РФ: Кемерово, Барнаул, Пенза, Оренбург, Чебоксары, Ульяновск, Ижевск; небольшие населенные пункты: Куйбышев, Обь и Линево в Новосибирской области, Медногорск в Оренбургской области.

Другим отличием действующих ценовых зон является состояние СЦТ. Среди проектов есть муниципалитеты с относительно хорошим состоянием СЦТ и низкими потерями тепла: Владимир – 5%, Самара – 8%. Также среди ценовых зон теплоснабжения есть города с высокими потерями тепла в сетях: Биробиджан – 24%, Кемерово – 22%, Абакан – 19%.

По оценкам муниципальных властей на практике рост тарифа в будущем периоде происходит согласно формуле $ИПЦ/ИПГ+1,5-4\%$, в зависимости от муниципалитета.

Таблица 2.9. Параметры ценовых зон теплоснабжения.

Населенный пункт	Численность населения, тыс. чел.	Инвестиции, млрд руб.	Год начала функционирования	Вложения на жителя, тыс. руб./чел.	Период вложений, лет	Вид топлива	Достижение цены АК	Рост тарифов	Обязательства ЕТО
ПАО "Т Плюс"									
г. Самара	1157	35,9	2020	26	15	газ	20 лет	ИПГ+2%	Реконструкция тепловых сетей
г. Пермь	1048	27,1	2022	6	15	газ	18 лет	ИПГ+3%	Реконструкция тепловых сетей, ЦТП, источников тепловой энергии
г. Тольятти	711	28,5	2022	33	19	газ	более 20 лет	ИПГ+2%	Реконструкция тепловых сетей
г. Ульяновск	649	7,8	2020	12	10	газ	более 20 лет	ИПГ+2%	Реконструкция тепловых сетей и источников тепловой энергии
г. Оренбург	580	10,4	2020	18	13	газ	16 лет	ИПГ+3%	Реконструкция тепловых сетей и источников тепловой энергии
г. Орск	227	2,9	2023	13		газ	15 лет	ИПГ+3%	Реконструкция тепловых сетей, ЦТП, повышение эффективности источников тепловой энергии
г. Пенза	520	7,5	2021	12	15	газ	12 лет	ИПГ+3%	Реконструкция ЦТП, модернизация квартальных тепловых сетей, мероприятия по повышению надежности тепловых сетей
г. Чебоксары	497	21,7	2022	36	25	газ	16 лет	ИПГ+2,5%	Реконструкция тепловых сетей, строительство и реконструкция котельных тепловых пунктов, насосных станций
г. Иваново	404	14,8	2022	16	10	газ	13 лет	ИПГ+2%	Реконструкция тепловых сетей, источников тепловой энергии, закрытие ТЭЦ, строительство водогрейной котельной
г. Владимир	357	9	2021	25	15	газ	15 лет	ИПГ+2%	Реконструкция тепловых сетей
г. Новочебоксарск	127	4,3	2021	28	15	газ	более 20 лет	ИПГ+2%	Модернизация муниципальных квартальных тепловых сетей, реконструкция ЦТП
г. Новокуйбышевск	103	5,4	2021	44	10	газ	15 лет	ИПГ+4%	Реконструкция тепловых сетей
г. Чайковский	82	2,2	2022	11	10	газ	9 лет	ИПГ+3%	Реконструкция тепловых сетей, источников тепловой энергии, закрытие ТЭЦ, строительство водогрейной котельной
г. Кирово-Чепецк	72	2,7	2022	28	10	газ	более 20 лет	ИПГ+2%	Реконструкция тепловых сетей
г. Медногорск	26	0,7	2021	27	15	газ	13 лет	ИПГ+3%	Закрытие ТЭЦ, строительство источников тепловой энергии, реконструкция тепловых сетей

г. Кохма	31	0,5	2023	16		газ	10 лет	ИПГ+2%	Реконструкция тепловых сетей
г. Ижевск	645	8,92	2023	14	9	газ	14 лет	ИПГ+2%	Реконструкция тепловых сетей, ЦТП, источников тепловой энергии
г. Краснокамск	67	4,13	2023	62	18	газ			Реконструкция тепловых сетей, ЦТП, модернизация ТЭЦ, строительство источников тепла
г. Березники	149	10,51	2024	71		газ			Реконструкция и модернизация тепловых сетей и генерирующего оборудования
ООО "СГК"									
г. Новосибирск	1613	24,6	2022	11	10	уголь	10 лет	ИПЦ+2,9%	Реконструкция и строительство тепловых сетей, реконструкция и тех. перевооружение источников теплоснабжения
г. Красноярск	1094	18	2021	14	9	уголь	10 лет	ИПЦ+2%	Реконструкция тепловых сетей
г. Барнаул	696	7,4	2020	11	5	уголь	10 лет	ИПЦ+2%	Модернизация тепловых сетей
г. Кемерово	556	8,7	2022	13	10	уголь	10 лет	6%/ ИПЦ+2,6%	Реконструкция, модернизация, строительство тепловых сетей, ЦТП, источников тепловой энергии
г. Саранск	320	4,9	2021	17	15	газ	более 20 лет	ИПГ+2,18%	Модернизация и реконструкция ТЭЦ, котельных, реконструкция тепловых сетей
г. Абакан	187	1,6	2022	9	10	уголь	10 лет	ИПЦ+2%	Строительство и реконструкция тепловых сетей
Усть-Абаканский поссовет	14,8	0,02	2022	1	10	уголь	10 лет	ИПЦ+3%	Реконструкция ЦТП
г. Черногорск	77,6	2,5	2022	32	10	уголь	10 лет	ИПЦ+3%	Переключение потребителей на Абаканскую ТЭЦ
г. Бийск	200	2,2	2022	9	10	уголь	10 лет	ИПЦ+3%	Реконструкция и строительство тепловых сетей, строительство источников теплоснабжения
г. Рубцовск	145	3,2	2019	14	10	уголь	10 лет	ИПЦ	Закрытие ТЭЦ, реконструкция источников тепловой энергии, тепловых сетей
г. Канск	89	1,9	2021	18	9	уголь	10 лет	ИПЦ+3%	Реконструкция тепловых сетей и источников тепловой энергии
г. Белово	71	4,2	2022	49	10	уголь	10 лет	7%/ ИПЦ+3%	Реконструкция, модернизация, строительство тепловых сетей, ЦТП, источников тепловой энергии
г. Куйбышев	47	0,7	2022	436	10	уголь	6 лет	ИПЦ+4%	Реконструкция тепловых сетей, модернизация ТЭЦ
ПАО "РусГидро"									

г. Благовещенск	256**	7,4**	2021	24	10	уголь	более 20 лет	ИПЦ+1,5 %	Реконструкция, модернизация, строительство тепловых сетей, модернизация и реконструкция источников тепловой энергии
р.п. Прогресс									
Чигиринский сельсовет									
ПАО "Иркутскэнерго"									
г. Усолье-Сибирское	76	3	2022	29	10	уголь	более 20 лет	ИПЦ+3,9 %	Реконструкция, модернизация, строительство тепловых сетей, модернизация и реконструкция ТЭЦ
ООО "СибТЭК"/МУП "РКЦ р.п. Линево"									
р.п. Линево	18	0,8	2019	11	10	газ	7 лет	7,5%	Модернизация котельной, реконструкция тепловых сетей
ООО "Центр"									
г. Обь	13	0,2	2023	15		газ	6 лет	ИПЦ+2%	Реконструкция и замена ветхих тепловых сетей, установка запорной и регулирующей арматуры, реконструкция ЦТП
ПАО "Тепло-энергоремонт"									
г. Прокопьевск	190	2,2	2021	9	10	уголь	0 лет	0%	Реконструкция тепловых сетей и источников тепловой энергии

Источники: собрано автором по данным¹⁸ [135-136], сайтов муниципалитетов

*ИПЦ – индекс потребительский цен

ИПГ – индекс совокупных платежей граждан за коммунальные услуги

АК – альтернативная котельная

**совместные инвестиции в г. Благовещенск, р. п. Прогресс, Чигиринский сельсовет

¹⁸ О ценовых зонах теплоснабжения // Консалт Нэксст, 2024 URL: https://consultnext.ru/heating_price_zone_info Просмотрено: 09.02.2024

В большей части городов, перешедших в ценовые зоны, тарифы на тепло ниже среднероссийского уровня (табл. 2.10). По оценкам автора в 2020-2023 гг. в Благовещенске, Иваново, Рубцовске, Владимире тарифы на тепло сдерживались и за три года выросли на 5-11%, что значительно ниже среднероссийского роста тарифов на тепло (на 24%) (табл. 2). Скорее всего, в этих городах происходила подготовка к введению ценовых зон теплоснабжения. В Перми, Чебоксарах, Ульяновске, Самаре тарифы на тепло выросли на 17-19%, в Тольятти, Саранске, Оренбурге – на 20-22%. Выше среднероссийского уровня тарифы на тепло выросли в Барнауле (25%), Красноярске (27%), Пензе (28%) и Новосибирске (28%). То есть значительный рост тарифов в ценовых зонах теплоснабжения происходит в городах преимущественно с угольной генерацией с относительно низкими базовыми тарифами. Кроме того, в этих городах наименьшие удельные вложения инвестиций в рамках проектов альткотельных. Эти факторы могут быть интерпретированы как злоупотребление инвестора своими возможностями по поднятию тарифов в пределах расчетной цены альткотельной.

Таблица 2.10. Изменение параметров функционирования ценовых зон теплоснабжения в 2020-2023 гг.

	Год введения ЦЗ	Вид топлива	Достижение цены АК	Тарифы на тепло в год, руб./Гкал		Платежи домохозяйств за отопление в год, тыс. руб.		Доля расходов на отопление в доходах домохозяйств, %	
				2023	2023/2020	2023	2023/2020	2023	2023/2020
Новосибирск	2022	уголь	10 лет	2 211	28%	35	28%	1,2%	-0,3 п. п.
Пенза	2021	газ	12 лет	2 071	28%	26	30%	1,3%	-0,4 п. п.
Красноярск	2021	уголь	10 лет	2 068	27%	18	32%	1,7%	-0,4 п. п.
Барнаул	2020	уголь	10 лет	1 873	25%	25	25%	1,7%	-0,5 п. п.
Оренбург	2020	газ	16 лет	2 202	22%	26	22%	1,9%	-0,3 п. п.
Саранск	2021	газ	более 20 лет	2 488	22%	26	22%	1,6%	-0,7 п. п.
Тольятти	2022	газ	более 20 лет	2 347	20%	24	25%	1,7%	-0,1 п. п.
Чебоксары	2022	газ	16 лет	2 351	18%	25	21%	1,3%	-0,1 п. п.
Самара	2020	газ	20 лет	2 506	18%	14	18%	1,8%	-0,6 п. п.
Пермь	2022	газ	18 лет	2 272	17%	34	23%	1,4%	-0,2 п. п.
Ульяновск	2020	газ	более 20 лет	2 119	17%	24	23%	2,0%	-0,3 п. п.
Владимир	2021	газ	15 лет	2 288	11%	23	15%	1,6%	-0,3 п. п.
Иваново	2022	газ	13 лет	2 293	9%	33	10%	1,9%	-0,9 п. п.
Рубцовск	2019	уголь	10 лет	1 861	6%	19	8%	2,1%	-0,6 п. п.
Благовещенск	2021	уголь	более 20 лет	2 198	5%	22	7%	1,6%	-0,9 п. п.
Российская Федерация				2 403	24%	20	24%	1,2%	-0,1 п. п.
Москва				2 913	19%	37	19%	0,8%	-0,1 п. п.
Казань				2 128	17%	21	17%	1,1%	-0,4 п. п.
Хабаровск				2 288	24%	33	24%	1,6%	-0,5 п. п.

Источники: расчеты автора по данным ЕМИСС, Росстат

Платежи населения за отопление в ценовых зонах теплоснабжения в основном выше среднероссийского уровня (20 тыс. руб.). Так, в Благовещенске, Красноярске, Самаре платежи за отопление находятся на уровне 33-37 тыс. руб. в год.

Доля платежей за отопление в доходах домохозяйств во всех рассматриваемых ценовых зонах сокращается – на 0,1-0,9 п. п., что связано с тем, что доходы населения

растут быстрее, чем тарифы на тепло. Однако лишь в Чебоксарах, Новосибирске и Пензе этот показатель находится на уровне среднероссийского – 1,2-1,3%. В остальных ценовых зонах доля платежей за отопление в доходах домохозяйств выше и в некоторых из них достигает 2% (Ульяновск, Рубцовск, Оренбург, Иваново).

Большая часть инвестиций направляется в реконструкцию и модернизацию тепловых сетей. Однако в некоторых ценовых зонах предполагается также модернизация ТЭЦ (Краснокамск в Пермском крае, Саранск в Республике Мордовия, Куйбышев в Новосибирской области, Усолье-Сибирское в Иркутской области) и закрытие ТЭЦ совместно со строительством котельных и других генерирующих объектов (Медногорск в Оренбургской области, Чайковский в Пермском крае, Иваново в Ивановской области), модернизация котельных (Чебоксары в Чувашской Республике, Саранск в Республике Мордовия, Линево в Новосибирской области), реконструкция центральных тепловых пунктов (Пермь, Орск в Оренбургской области, Пенза в Пензенской области, Новочебоксарск в Чувашской Республике, Ижевск в Республике Удмуртия, Краснокамск в Пермском крае, Кемерово и Белово в Кемеровской области, Усть-Абаканский поссовет в Республике Хакасия, Обь в Новосибирской области).

Объекты теплоснабжения 22 из 39 ценовых зон работают на природном газе, 17 – на угле. В большинстве ценовых зон теплоснабжения функционируют тепловые электростанции.

На рисунке 2.9 представлено распределение числа введенных ценовых зон теплоснабжения по годам. На начальном этапе реализации механизма альткотельной ценовые зоны теплоснабжения вводились медленно – 2 в 2019 г. и 4 в 2020 г. Активное введение ценовых зон происходило в 2021-2022 г. – 12 проектов в 2021 г. и 15 проектов в 2022 г. В 2023 г. введение ценовых зон теплоснабжения замедлилось.

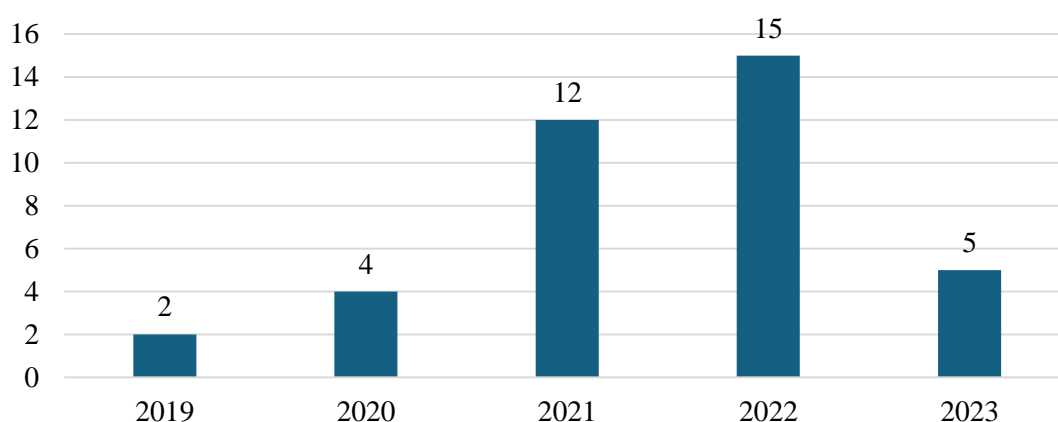


Рисунок 2.8. Число введенных ценовых зон теплоснабжения в 2019-2023 гг.

Ценовые зоны теплоснабжения введены в городах с относительно низкими

тарифами на тепло – 1400-1900 руб./Гкал на 2019 г. в муниципалитетах с газовой генерацией и 1400-2100 руб./Гкал на 2019 г. в муниципалитетах с угольной генерацией. Исключением являются Благовещенск и Прокопьевск с тарифами на тепло на уровне 2700-2900 руб./Гкал на 2019 г.

По оценкам автора наиболее высокой рентабельностью обладают проекты в городах с угольной генерацией – порядка 30%. Рентабельность проектов в городах с газовой генерацией по оценкам автора составляет 10%.

Доля проектов альткотельной составляет порядка 15% в совокупном отпуске тепла по стране. Еще 15 населенных пунктов рассматривают возможность введения ценовой зоны теплоснабжения на своей территории. В этих проектах инвесторами выступают опытные пользователи ценовых зон теплоснабжения ПАО «Т Плюс», ООО «СГК», а также новые игроки ПАО «Квадра», АО «Татэнерго», «Лукойл-Астраханьэнерго», ООО «Газпром Энергохолдинг».

В ходе анализа ценовых зон теплоснабжения, который в основном происходил на основе схем теплоснабжения муниципалитетов, было выявлен ряд аспектов: 1) в схемах теплоснабжения как правило заложен рост потребления тепла, чего в реальности не происходит (см. параграф 1.5.1); 2) потери в тепловых сетях и УРУТ на перспективе не снижаются; 3) уровень потерь сильно выше значений этого показателя по данным баланса энергоресурсов Росстата или формы 1-ТЕП. Это следует учитывать при разработке модели (что было сделано в диссертации) и мер экономической политики в отрасли, а также при совершенствовании требований к схемам теплоснабжения и в практике их разработки.

В рамках анализа ценовых зон теплоснабжения был проведен опрос жителей муниципалитетов, которые перешли в ценовые зоны теплоснабжения, для определения удовлетворенности потребителей качеством теплоснабжения до и после введения ЦЗ. В рассматриваемых муниципалитетах заметны положительные изменения качества предоставляемых услуг теплоснабжающими организациями. Однако удовлетворенность жителей качеством теплоснабжения не во всех муниципалитетах соответствует целевым показателям. При этом наибольшее число жалоб по результатам опросов приходится на ГВС. Подробнее результаты опроса описаны в Приложении 6.

3. Прогноз развития отрасли теплоснабжения при различных вариантах реализации инвестиционных инструментов в отрасли

3.1. Описание сценариев развития сектора централизованного теплоснабжения

В разделе представлено описание сценариев развития сектора централизованного теплоснабжения до 2035 г., построенных на модели теплоснабжения из параграфа 2.2¹⁹.

Предлагаются три сценария развития сектора централизованного теплоснабжения:

- Развитие сектора ЦТ с учетом действующих ЦЗ (сценарий 1);
- Масштабирование сегмента АК до 50% от рынка (сценарий 2 с двумя вариантами счета);
- Модернизация отрасли за счет увеличения доли ТЭЦ на рынке тепла (сценарий 3).

Первый сценарий предполагает реализацию только проектов альткотельных, введенных на октябрь 2022 г. Это сценарий разработан для сравнения с предлагаемыми альтернативными вариантами развития сектора ЦТ.

Второй сценарий предполагает увеличение доли ценовых зон теплоснабжения на рынке тепла до 50%. В данном сценарии происходит масштабирование эффектов, связанных с введением ценовых зон.

В сценарии рассматривается два варианта счета. В первом варианте ценовые зоны теплоснабжения развиваются согласно планам инвесторов (используются параметры АК из схем теплоснабжения соответствующих населенных пунктов).

Так как значения УРУТ в схемах теплоснабжения населённых пунктов, перешедших в ЦЗ, представляются завышенными (они практически не сокращаются, хотя осуществляются значительные инвестиции, а инвесторы получают возможность оптимизировать затраты, без риска снижения тарифов), то предлагается рассмотреть второй подсценарий для этого сценария. В нем для ЦЗ УРУТ снижается быстрее, чем в планах инвесторов.

Далее параметры и результаты сценария 2* будут представлены в случаях, когда они отличаются от показателей сценария 2.

Третий сценарий предполагает модернизацию отрасли теплоснабжения, при которой растет доля отпуска тепла от ТЭЦ с текущих 45% до 65%, а также происходит снижение издержек в отрасли и повышение эффективности (снижение УРУТ на 5%, сокращение прочих затрат). Кроме того, доля ценовых зон теплоснабжения растет с текущих 10% до 20% на рынке тепла. Данная оценка соответствует целевым показателям

¹⁹ Отметим, что в статье [140] были представлены прогнозные расчеты по трем аналогичным сценариям, но на горизонте до 2030 г.

числа проектов альткотельной, заданным в Энергостратегии-2035²⁰.

Рост доли ТЭЦ до 65% в структуре производства тепла соответствует реализации политики низкоуглеродного развития экономики страны и сокращения выбросов парниковых газов от деятельности теплоснабжения [177].

Ключевые сценарные гипотезы для прогноза развития отрасли теплоснабжения представлены в табл. 3.1 и на рис. 3.1-3.4. Более подробно сценарные и выходные параметры представлены в Приложении 4.

Входными параметрами модели являются сценарные значения потерь тепла, удельных расходов топлива при производстве тепла, тарифов и инвестиций в теплоснабжение (рис. 3.2-3.4) Для ЦЗ они берутся из заявленных планов инвесторов и соглашений о переходе в ценовую зону.

Для сегмента, включающего все остальные СЦТ, входные параметры задаются, исходя из инерции и макроэкономических параметров (например, ценовые и стоимостные индексы задаются на уровне 4%, если иное не предусмотрено сценарием).

По нашей оценке, в число новых ценовых зон могут войти муниципалитеты, которые уже рассматривают такую возможность, а их число соответствует числу реализуемых проектов альткотельной. Кроме того, данную возможность могут рассматривать еще несколько столиц субъектов страны, крупные и малые города восточной части России, которые имеют изношенную теплосетевую инфраструктуру и крупного поставщика тепловой энергии в муниципалитете. По нашим оценкам, доля таких городов может составлять еще минимум 10-20% рынка тепла.

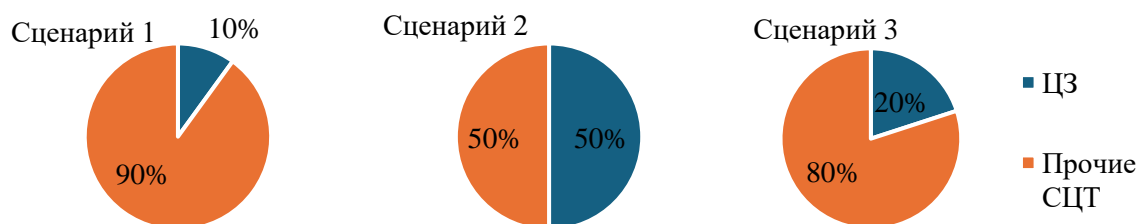


Рисунок. 3.1. Доля сегментов ЦЗ и прочего СЦТ на рынке тепла в сценариях развития отрасли теплоснабжения, 2022-2035 гг.²¹

Источник: составлено автором

Так, в структуре производства тепла в сценарии 1 доля электростанций растет с 45% до 47%, доля котельных сокращается с 55% до 53%; в сценарии 2 доля электростанций растет с 45% до 46%, доля котельных сокращается с 55% до 54%; в

²⁰ Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 года N 1523-р

²¹ Базовая доля ЦЗ составляет 10%, по которым приняты решения о введении ЦЗ и были доступны схемы теплоснабжения на момент разработки модели.

сценарии 3 доля электростанций растет с 45% до 65%, доля котельных сокращается с 55% до 35%.

Таблица 3.1. Структура производства тепла в сценариях развития отрасли теплоснабжения, 2022-2035 гг.

	Сценарий 1 Реализация действующих ЦЗ			Сценарий 2 Масштабирование ЦЗ до 50%			Сценарий 3 Модернизация отрасли		
	Всего	ЦЗ	Прочие СЦТ	Всего	ЦЗ	Прочие СЦТ	Всего	ЦЗ	Прочие СЦТ
Доля ЭС, %	45 → 47	65 → 67	44 → 44	45 → 46	65 → 67	42 → 29	45 → 65	65 → 65	46 → 65
Доля котельных, %	55 → 53	35 → 33	56 → 56	55 → 54	35 → 33	58 → 71	55 → 35	35 → 35	54 → 35

Источник: составлено автором

Доля потерь в отпуске тепла, согласно трем сценариям, растет с 8% до 9%, однако с разной интенсивностью. В сценарии 1 доля потерь доходит до 9% уже в 2022 г., в сценариях 2 – лишь в 2029 г., а в сценарии 3 – сохраняется на уровне 8%.

Доля потерь в отпуске тепла в ЦЗ выше, чем в сегменте прочего СЦТ, что связано со спецификой данных: для ЦЗ показатели взяты из схем теплоснабжения, а для прочего СЦТ из баланса энергоресурсов Росстат.

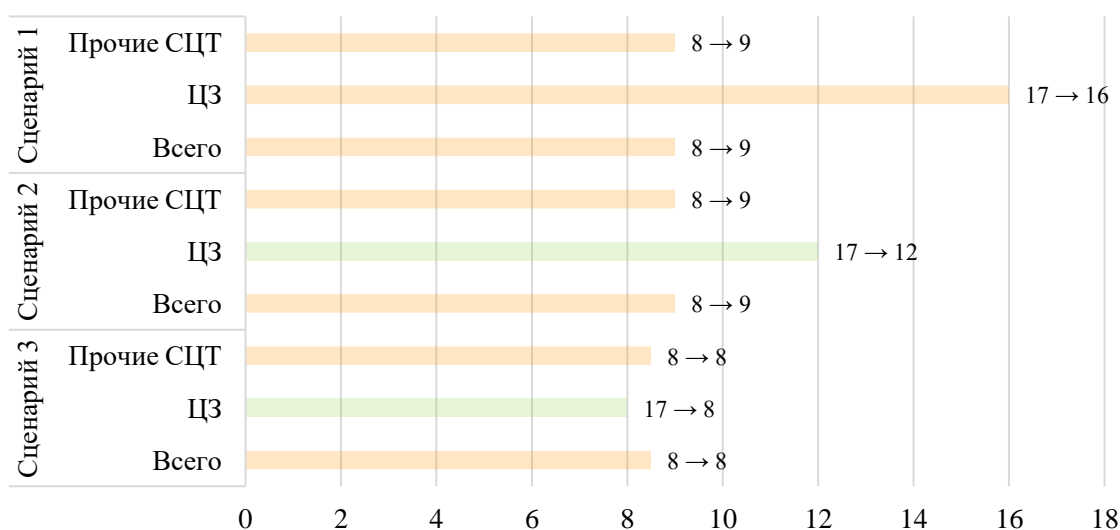


Рисунок 3.2. Изменение потерь тепла в сценариях развития отрасли теплоснабжения в 2022-2035 гг., % к отпуску тепла

Источник: составлено автором

УРУТ в сценарии 1 в 2022-2035 гг. сокращается на 4,3 кг у. т./Гкал – с 196,7 кг у. т./Гкал до 192,4 кг у. т./Гкал. В сценарии 2 УРУТ в теплоснабжении сокращается на 4,9 кг у. т./Гкал, в сценарии 2* на 6,6 кг у. т./Гкал, в сценарии 3 на 7 кг у. т./Гкал. В сценарии 2 в ценовых зонах инвесторы закладывают небольшое сокращение УРУТ, учитывая, что в это вкладываются дополнительные инвестиции, что связано с более простой отчетностью в будущем при мониторинге результатов

реализации ЦЗ. В сценарии 2* отражены наиболее реальные сокращения УРУТ в ценовых зонах теплоснабжения. В сценарии 3 значительное сокращение УРУТ происходит и в сегменте ЦЗ, и в сегменте прочего СЦТ, что связано с оптимизацией работы источников теплоснабжения во всей отрасли и увеличением доли ТЭЦ.

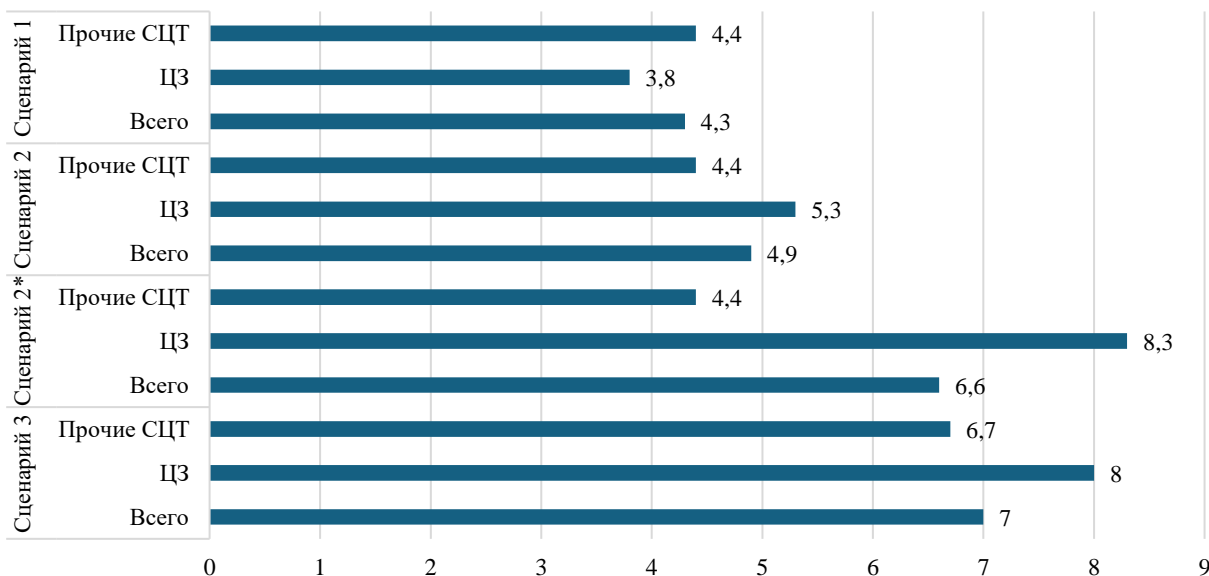


Рисунок. 3.3. Снижение УРУТ в сценариях развития отрасли теплоснабжения в 2022-2035 гг., кг у. т./Гкал

Источник: составлено автором

Совокупные инвестиции накопленным итогом за весь период для реализации сценария 1 составляют 3,5 трлн руб., в сценариях 2 и 3 – 3,7 и 3,8 трлн руб. соответственно.

Инвестиции в сценариях не сильно различаются, однако их использование определяет финансовые результаты отрасли, отличие которых значительно.

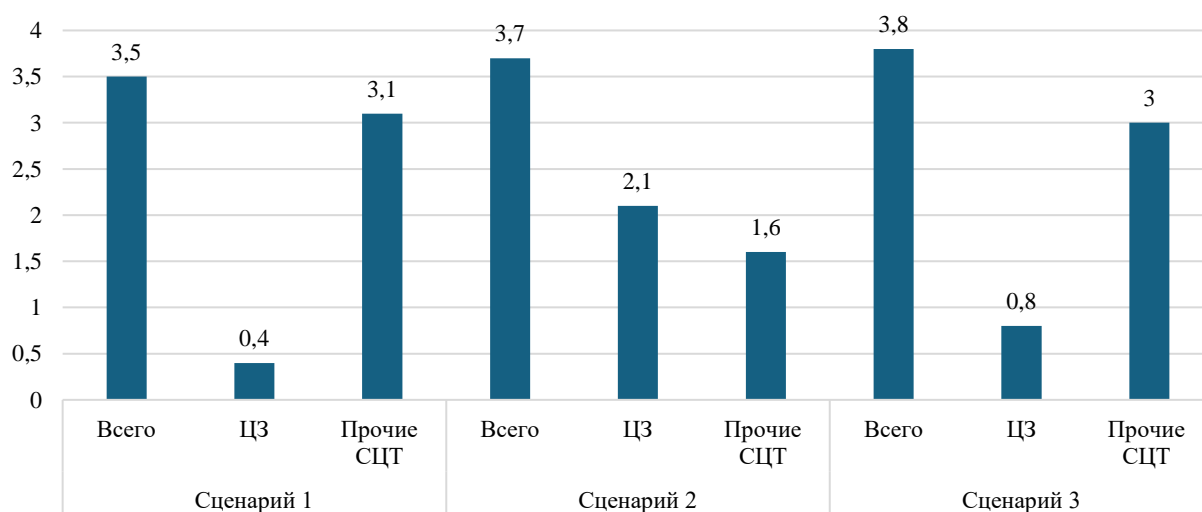


Рисунок. 3.4. Распределение инвестиций в сценариях развития отрасли теплоснабжения в 2022-2035 гг. (накопл.), трлн руб.

Источник: составлено автором

При расчете инвестиций предполагается, что есть окупаемость инвестиций в сегменте АК, поскольку иначе проекты не были бы интересны инвесторам. В сегменте прочего СЦТ инвестиции считаются инерционно и их окупаемость не предполагается, поскольку сегмент остается убыточен. Эта логика окупаемости инвестиций реализуется в сценариях 1 и 2.

В сценарии 3 логика расчета инвестиций меняется для прочего СЦТ. Предполагается, что найдутся достаточно инвестиций, которые окупаются (отдельные выгодные проекты - исходя из анализа проектов, которые описаны в том числе в статье [180]).

Логика построения финансового баланса для сегментов прочего СЦТ и ЦЗ на прогнозе в различных сценариях отличается. В сегменте прочего СЦТ во всех сценариях, за исключением сценария 3, сохраняются убытки в отрасли, поскольку не изменяется модель работы сегмента (структура затрат не меняется), выручка растет инерционно (по инфляции и произведенному теплу), как и затраты.

В сегменте ЦЗ в финансовом балансе происходит оптимизация затрат (на оплату труда и прочих затрат), тарифы на тепло растут, что в совокупности формирует прибыль в сегменте ЦЗ.

В сегменте ЦЗ, который развивается согласно представлениям автора, в финансовом балансе также происходит оптимизация затрат и рост тарифов на тепло. Однако эффекты от оптимизации затрат выше, чем в сегменте ЦЗ, который развивается согласно планам инвестора, в связи с чем формируется дополнительная прибыль в сегменте ЦЗ.

В сегменте прочего СЦТ в сценарии 3 происходит оптимизация прочих затрат, а остальные затраты соответствуют произведенному теплу, что формирует прибыль в сегменте прочего СЦТ.

Подробнее логика построения финансового баланса описана в Приложении 5.

3.2. Результаты прогноза развития сектора теплоснабжения и их интерпретация

По результатам трех сценариев для всей отрасли теплоснабжения различия в объеме и структуре производства (за исключением сценария 3) и потребления тепла, расхода топлива незначительны (рис. 3.5-3.6).

Потребление тепла в сценарии 1 сокращается на 5% с 1316 в 2022 г. до 1251 млн Гкал в 2035 г. Потребление тепла в сценариях 2 и 3 сокращается на 4% до 1264 млн Гкал и 1258 млн Гкал соответственно. В сценарии 1 доля ценовых зон

теплоснабжения в потреблении тепла незначительно, а в сегменте прочего СЦТ происходит сокращение потребления тепла согласно сложившимся тенденциям. В сценариях 2 и 3 доля ценовых зон увеличивается, а в рамках этих проектов планируется рост потребления тепла.

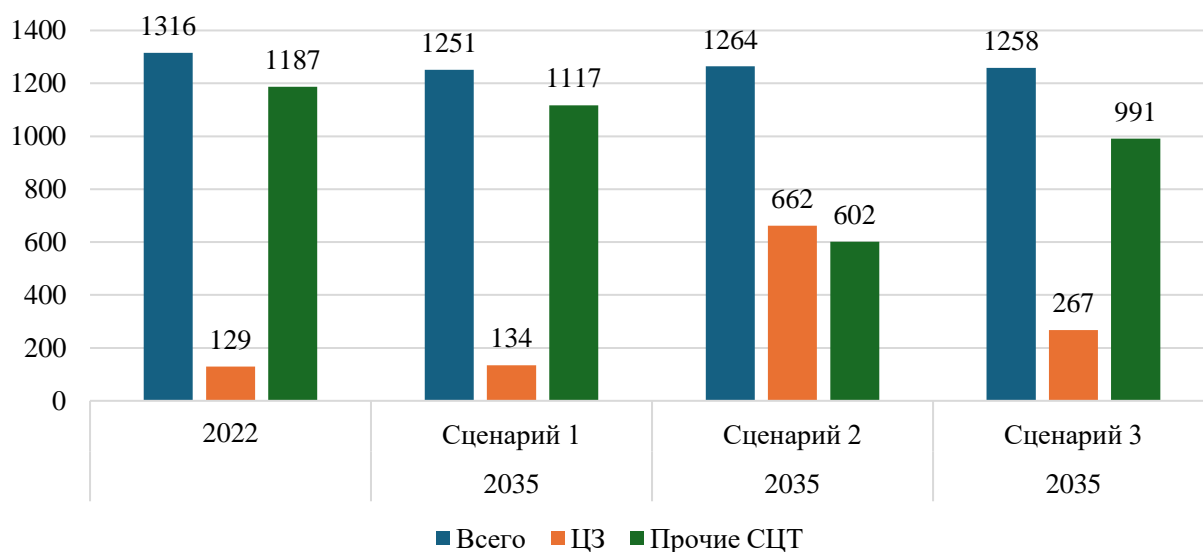


Рисунок 3.5. Производство тепла в сценариях развития отрасли теплоснабжения в 2022-2035 гг., млн Гкал

Источник: составлено автором

Потребление топлива на нужды теплоснабжения в сценарии 1 сокращается на 3% - с 259 в 2022 г. до 250 млн т у. т. в 2035 г., в сценарии 2 потребление сокращается на 2%, в сценарии 3 – на 9% до 233 млн т. у. т. Факторами такой динамики являются изменения производства тепла, изменения показателей потерь и УРУТ.

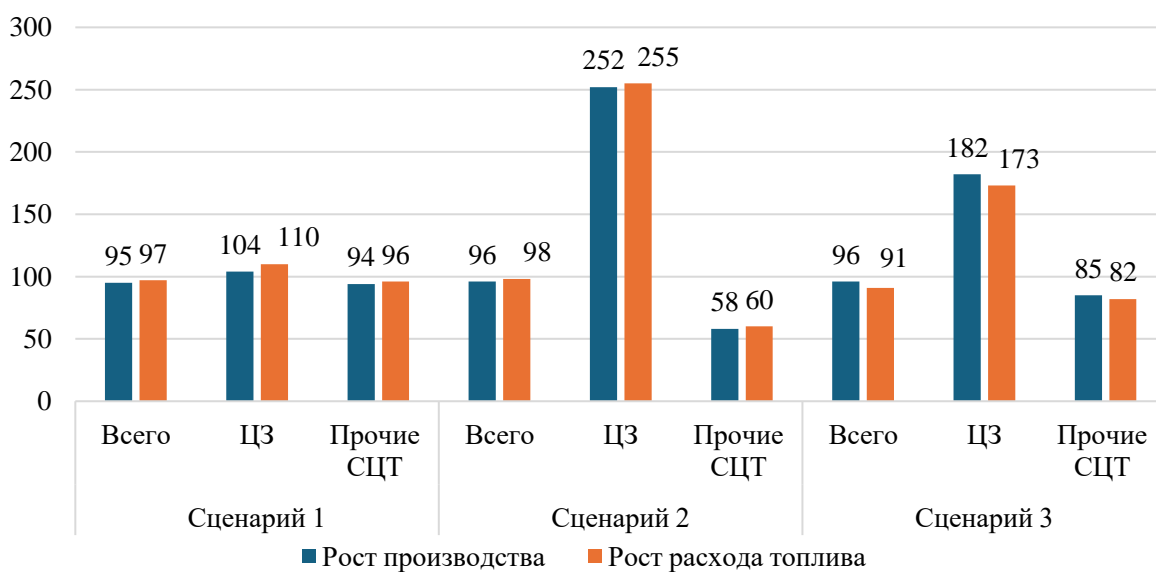


Рисунок. 3.6. Прирост производства тепла и расхода топлива в сценариях развития отрасли теплоснабжения, 2035/2022гг., %

Однако можно отметить изменения в финансовой части (табл. 3.2, рис. 3.7). В

инерционном сценарии отрасль остается убыточной на уровне рентабельности минус 9%. Из-за ограничения роста тарифов, которые растут по инфляции, и малой доли модернизированного сегмента альткотельных рентабельность отрасли практически не изменяется. В сценариях модернизации и роста доли ЦЗ рентабельность отрасли становится стабильно положительной в 2027 и в 2028 гг. соответственно. Однако рост тарифов в сценарии масштабирования ЦЗ выше, чем в сценарии модернизации.

По-видимому, инвесторы в ценовых зонах теплоснабжения заинтересованы в увеличении продаж, а не повышении эффективности. При этом в реальности она есть, но ее не показывают, чтобы сохранить маржу.

Чем больше доля ЦЗ в теплоснабжении, тем выше рентабельность всей отрасли. При этом в ценовые зоны теплоснабжения изначально входят муниципалитеты с более качественными СЦТ.

Во всех сценариях в структуре затрат сокращаются прочие расходы: в сценариях масштабирования ЦЗ и модернизации с 26% до 11% – на 15 п. п. к 2035 г. Сокращение прочих затрат происходит, благодаря росту эффективности работы организаций в теплоснабжении в связи с улучшением регулирования их деятельности. В сценариях 2 и 3 растет доля затрат на топливо с 48% в 2022 г. до 56% и 54% в 2035 г. соответственно. В сценариях 2 и 3 растет доля амортизации с 8% в 2022 г. до 14% в 2035 г. Во всех сценариях незначительно растет доля затрат на оплату труда – на 1-3 п. п. к 2035 г.

Таблица 3.2. Результаты реализации сценариев развития сектора теплоснабжения, 2022-2035 гг.

	Сценарий 1 Реализация действующих ЦЗ	Сценарий 2 Масштабирование ЦЗ до 50%	Сценарий 2*	Сценарий 3 Модернизация отрасли
Прирост себестоимости, %	161	145	141	136
Прирост выручки, %	161	181	179	166
Рентабельность, %	-9 → -9	-5 → 16		-9 → 11
Доля затрат на топливо, %	48 → 48	48 → 56		48 → 54
Доля затрат на оплату труда, %	18 → 19	18 → 21		18 → 20
Доля прочих затрат, %	26 → 24	26 → 11		26 → 11
Доля амортизации, %	8 → 9	8 → 14		8 → 14

Источник: составлено автором

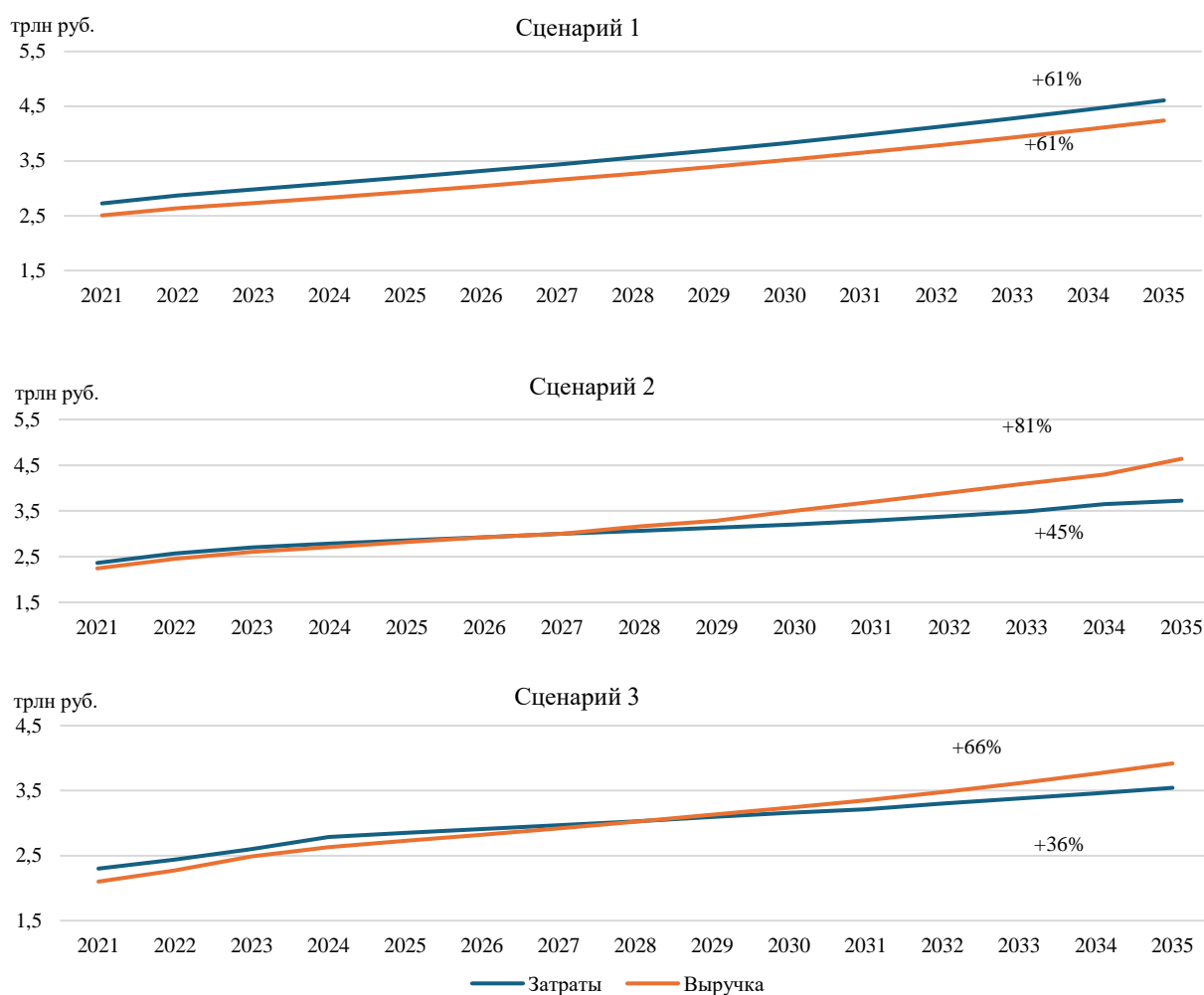


Рисунок. 3.7. Прогноз финансовых показателей в отрасли теплоснабжение в разных сценариях до 2035 г., трлн руб.

Источник: составлено автором

Затраты в сценарии 1 растут на 61% к 2035 г. и составляют около 4,4 трлн руб., в сценарии 2 затраты растут на 45%, сценарии 2* - на 41%, сценарии 3 – на 36%. Выручка в сценарии 1 растет на 61% к 2035 г., в сценарии 2 – на 81%, в сценарии 2* – на 79%, в сценарии 3 – на 66%.

Наиболее выгодным с точки зрения окупаемости инвестиций второй сценарий, в том числе из-за изменения тарифного регулирования. При этом для окупаемости инвестиций в два других сценария за 15-20 лет общий тариф в системе должен расти на 4-7% в год.

Для сравнения по оценке Минстроя экономически эффективные инвестиции в модернизацию теплоснабжения составляют от 4,5 до 7 трлн рублей. В рамках предлагаемых сценариев предполагаются инвестиции в 3 трлн рублей, что означает наличие значимого потенциала для реализации эффективных инвестиций. В прогнозе предполагается реализация наиболее выгодных из них.

Более подробные результаты прогноза для сегментов альткотельной и прочего СЦТ

теплоснабжения представлены в Приложении 6.

Выводы

В сценариях роста доли ценовых зон теплоснабжения и модернизации отрасли с увеличением доли ТЭЦ отрасли становится положительно рентабельной, в инерционном сценарии отрасль остается убыточной.

При втором сценарии отрасль становится прибыльной в большей степени в пользу инвесторов, которые вложились в ценовые зоны. Кроме того, развитие сектора за счет роста ценовых зон происходит с повышенным тарифом на тепло, а значит, будет увеличиваться нагрузка на население, объекты ЖКХ и промышленности, подключенные к централизованному теплоснабжению

Механизм альткотельной позволяют модернизировать значительную часть СЦТ в стране, но с повышенным тарифом. Если оценивать по уже принятым и разрабатываемым проектам, то это займет 7-12 лет. При этом, судя по текущим схемам теплоснабжения (документам, отражающим развитие СЦТ в долгосрочной перспективе), не происходит значимого повышения производственной эффективности (снижения потерь и УРУТ). Поэтому для уже действующих ЦЗ необходимо усиливать контроль за деятельностью ЕТО, реализацией ими инвестиционных планов. Для будущих ЦЗ необходимо учитывать показатели эффективности функционирования СЦТ. Для всех ЦЗ необходимо разрабатывать подходы со сдерживанием цен на тепло после завершения процессов модернизации СЦТ и действия повышенных тарифов.

В третьем сценарии растут показатели производственной эффективности за счет увеличения доли ТЭЦ, вследствие чего появляется положительная рентабельность отрасли. Положительные экономические эффекты концентрируются на электростанциях. Значительного роста тарифов на тепло, а значит и роста нагрузки на население, в рамках третьего сценарии не происходит, в том числе из-за изменений структуры производства тепла.

На наш взгляд, наибольшие положительные эффекты прослеживаются при модернизации отрасли как системы и увеличении доли ТЭЦ в производстве тепла, применяя различные методы и не ограничиваясь ценовыми зонами теплоснабжения.

Разработанный инструментарий позволяет обсчитывать и другие сценарии. Как показал анализ схем теплоснабжения, на основе которых сделан прогноз развития сегмента альткотельной, необходим качественный прогноз спроса на тепло, особенно в городах с альткотельной.

Кроме того, в ходе построения модели отрасли теплоснабжения были выявлены проблемы в существующей статистике, особенно на уровне городов [140, 141]. Схемы

теплоснабжения часто не отражают реальные показатели работы СЦТ, данные могут быть нелогичны и несопоставимы между собой.

3.3. Меры экономической политики для реализации сценария модернизации сектора централизованного теплоснабжения

3.3.1. Возможные направления политики в сфере теплоснабжения в разных сценариях

По мнению автора привести отрасль теплоснабжение к безубыточности возможно во всех представленных сценариях. Однако в разных вариантах развития нужны разные меры, и они имеют свои особенности имплементации, если реализовать их в отрасли (табл. 3.3).

В рамках реализации *инерционного сценария* развития теплоснабжения предлагается повышение требований технических регламентов, улучшение качества управления системами, а также оптимизация режимов работы сетей для уменьшения потерь и предупреждения аварий, что может достигаться во многом за счет организационных мер. Снижение убытков может быть достигнуто через повышение эффективности производственных процессов и оптимизацию затрат на оплату труда и прочих затрат. Эксперты, работающие со схемами теплоснабжения городов и отчетами теплоснабжающих компаний, считают, что в неэффективно работающих компаниях есть возможности и потенциал сокращения затрат, в том числе прочих затрат (ремонт, закупки товаров и услуг, прочее) и отплаты труда. Так, за счет повышения производительности в 2-3 раза (опыт некоторых проектов) можно сократить затраты на оплату труда даже при росте зарплат.

Таблица 3.3. Меры для выхода отрасли теплоснабжение из убытков

	Меры	Комментарий
Сценарий 1	<ul style="list-style-type: none"> • Привлечение большего объема инвестиций; • Оптимизация производственных процессов и режимов работы сетей на организационном уровне; • Повышение требований технических регламентов, улучшение качества управления системами – организационные меры; • Уход от убытков через оптимизацию затрат на оплату труда и прочих затрат. 	<p>Сложность реализации мер состоит в отсутствии стимулов для инвестиций и оптимизации производственных процессов и процессов управления вследствие текущего тарифообразования, которое определяется на один год, при котором не выгодно сокращать затраты и невозможно осуществлять долгосрочные инвестиции.</p> <p>На это накладывается распределение принятия решений на нескольких субъектах и разные уровни СЦТ. Субъекты: муниципальные и региональные власти, руководство компаний, в том числе надо выделить разные механизмы для частных и муниципальных компаний, регуляторы. Разные уровни СЦТ: разные типы производителей в рамках одной СЦТ, тепловая сеть, потребители, в том числе с учетом субсидий.</p>

Сценарий 2	<ul style="list-style-type: none"> • Введение ценовых зон теплоснабжения в большем числе муниципалитетов - 100-250 ЦЗ; • Рост инвестиций в сегменте АК; • Оптимизация производственных процессов и режимов работы сетей на организационном уровне в части прочего СЦТ; • Уход от убытков через оптимизацию затрат на оплату труда и прочих затрат; • Повышение требований к качеству проектов ЦЗ (схемам теплоснабжения, условиям) при их рассмотрении; • Введение ценового бенчмаркинга для предотвращения завышения цен и монопольных эффектов; • Введение тарифообразования на подобных методу АК принципах в прочих СЦТ, которые не привлекательны инвесторам в рамках АК. 	<p>Сложность реализации мер состоит в определении муниципалитетов, которые могли бы войти в число ЦЗ, а также в разработке второго подобного метода для других регионов. Скорость модернизации отрасли в целом по России за счет АК может быть ограничена способностью реализовывать проекты АК в рамках всего нескольких холдингов (по опыту 2018-2023 гг.)</p> <p>Установление ценового бенчмаркинга может стать ограничением для участия в проектах теплоснабжения для части инвесторов, хотя эта мера защитит потребителей от завышения тарифов.</p>
Сценарий 3	<ul style="list-style-type: none"> • Инвестиции в части увеличения доли ТЭЦ и оптимизации СЦТ под эту цель; • Оптимизация производственных процессов в условиях максимизации доли ТЭЦ в отпуске тепла; • Уход от убытков через оптимизацию затрат на оплату труда и прочих затрат, в том числе за счет увеличения доли более эффективных источников тепла - ТЭЦ; • Введение ценовых зон теплоснабжения в большем числе муниципалитетов - 50-100 ЦЗ; • Внедрение принципов согласования развития рынков электроэнергии и тепла в части их взаимного влияния; • Ранжирование регионов и СЦТ по критерию окупаемости инвестиций и условий для их осуществления для решения проблем в теплоснабжении. 	<p>Необходимость в длительном периоде реформирования и сложности для реализации такой политики в условиях текущего регулирования рынков электроэнергии и тепла. Гармонизация работы ОРЭМ и локальных рынков тепла оказывает значимые последствия на оба рынка, что может противоречить сложившемуся балансу интересов в большой энергетике.</p> <p>Сложности с определением технически возможных границ увеличения доли ТЭЦ в разных СЦТ разных регионов.</p>

Источник: составлено автором

Одной из главных преград реализации предлагаемых в рамках инерционного сценария мер является текущее тарифообразование, которое определяется на один год, и, при котором невыгодно сокращать затраты (в следующем году снизят тариф) и невозможно осуществлять долгосрочные инвестиции (нет возможности внести капитальные затраты в смету; невозможно планировать на несколько лет при ежегодном утверждении тарифов). На это накладывается рассогласованность в принятии решений на разных уровнях СЦТ (разные типы производителей в рамках одной СЦТ, тепловая сеть, потребители) и нескольких субъектов (муниципальные и региональные власти, руководство компаний, регуляторы).

В рамках реализации *сценария увеличения доли АК до 50%* предлагается оптимизация производственных процессов и затрат в части прочего СЦТ как в первом сценарии. Помимо этих мер, предполагается введение ценовых зон теплоснабжения в большем числе муниципалитетов – 100-250 ЦЗ, а также ужесточение требований к

качеству проектов ЦЗ (схемам теплоснабжения, условиям и критериям) на этапе их рассмотрения, введение ценового бенчмаркинга для недопущения завышения рентабельности у инвесторов и прочих монопольных эффектов. Поскольку метод альткотельной подойдет не всем муниципалитетам предлагается разработать второй подобный метод, предполагающий возможность осуществления долгосрочных инвестиций в теплоснабжение и учитывающий особенности теплоснабжения разных регионов.

Сложность реализации предлагаемых мер состоит в разработке второго подобного метода для других регионов, а также в определении муниципалитетов для введения ЦЗ и поиске инвесторов в условиях реализации проектов всего несколькими холдингами. Дополнительно установление ценового бенчмаркинга может стать ограничением для участия в проектах теплоснабжения для части инвесторов, хотя эта мера защитит потребителей от завышения тарифов.

В рамках реализации *сценария модернизации теплоснабжения и увеличения доли ТЭЦ* предлагается оптимизация производственных процессов и затрат в условиях максимизации доли ТЭЦ в отпуске тепла как более эффективного источника тепла. Помимо этих мер, предлагается введение ценовых зон теплоснабжения в большем числе муниципалитетов - 50-100 ЦЗ.

Для модернизации отрасли необходимо ранжировать СЦТ: в малых СЦТ без риска повышения цен предлагается вводить ЦЗ, в крупных системах с наличием ТЭЦ предлагается рассматривать перевод тепловой нагрузки с котельных на ТЭЦ и увеличение доли ТЭЦ в производстве тепла. А для этого целесообразно провести гармонизацию работы ОРЭМ и локальных рынков тепла.

Риски реализации предлагаемых мер в рамках сценария модернизации теплоснабжения и увеличении доли ТЭЦ состоят в последствиях гармонизации работы ОРЭМ и рынка тепла, а именно противоречии этих мер сложившемуся балансу интересов в большой энергетике, а также необходимости в длительном периоде реформирования и сложности для реализации такой политики.

3.3.2. Обоснование мер политики в сценарии модернизации теплоснабжения и увеличении доли ТЭЦ

Отдельно рассмотрим, какие организационные и прочие меры экономической политики смогут способствовать реализации сценария с увеличением доли ТЭЦ, а также аргументы в пользу их применения и возможные последствия.

1. Меры по увеличению загрузки ТЭЦ

Так как ТЭЦ является наиболее эффективным источником тепла (см. параграф 1.4.6 стр. 40), то следует рассмотреть при каких условиях можно увеличить их загрузку.

1.1. В рамках крупных СЦТ со значительными мощностями ТЭЦ и котельных в перспективе 10-15 лет в рамках прогноза спроса на тепло согласовать вывод наименее эффективных котельных. Ранее было показано, что на ретроспективе мощности сократились в меньшей степени относительно спроса на тепло. Соответственно, такой резерв есть.

1.2. Экономические эффекты от функционирования ТЭЦ в комбинированном режиме должны учитываться при формировании цен на рынках тепла и электроэнергии.

1.3. На перспективу в рамках роста доли ТЭЦ в производстве тепловой энергии предлагается организация работы рынков электроэнергии и тепла под оптимальную загрузку ТЭЦ в теплофикационном режиме. Для этого при реализации будущих реформ в электроэнергетике и теплоснабжении необходимо согласование рынков электроэнергии и тепла, а при выборе моделей рынка или крупных инвестиционных программах просчитывать последствия их реализации на всю энергосистему, в том числе в части рынка тепла.

В настоящее время некоторые инвестиционные решения приводят, наоборот, к сокращению доли ТЭЦ на рынке тепла. Так, при строительстве ВИЭ (солнечных и ветровых электростанций), которые финансируются по ДПМ, сдерживается рост стоимости для старой генерации (в основном ТЭЦ), и косвенно затраты с рынка электрической мощности перекладываются на рынок тепла¹⁷. Предлагается строить нетопливные электростанции таким образом, чтобы они не попадали в зону работы ТЭЦ и не наносили отрицательный экономический эффект для сектора теплоснабжения.

Таким примером может выступить АЭС в Белоруссии, которая выдает часть энергии в Смоленскую область¹⁷. В результате это может привести к снижению загрузки ТЭЦ в соседних регионах. То есть будет сокращаться доля комбинированной выработки электроэнергии и тепла, что приведет к росту производства тепла на котельных. Реакция на изменения в энергосистеме может произойти в регионах, находящихся на сотнях километров от Смоленской области.

Поэтому для инвестиционного развития отрасли теплоснабжение необходимо учитывать влияние на нее всех изменений в сфере электроэнергетики, в том числе в разрезе регионов страны.

2. Меры организационного характера для разных регионов и СЦТ

2.1. Более качественные и обоснованные прогнозы спроса, которые позволят эффективнее управлять производственными фондами, увеличат КИУМ, а также другие

показатели работы СЦТ.

Оценка реальных объемов потребления тепла, а также прогнозирование спроса на тепло, отвечающего потребностям экономики и населения, в том числе в городах с АК, позволят наиболее качественно управлять развитием отрасли, а также сделают возможным использование методов управления спросом. При этом в прогноз спроса на тепло необходимо вкладывать рост КПИТ и энергоэффективности, закладываемые стратегией развития энергетики, а также динамику ВВП, численность населения, объем жилфонда, отражающие цели развития экономики страны.

3. Меры по привлечению инвестиций для разных регионов и СЦТ

3.1. Ранжирование регионов.

Регионы имеют разные условия функционирования СЦТ, а также социально-экономическое состояние. В связи с этим целесообразно было бы провести ранжирование СЦТ (было предложено в разделе 1.6 и Приложении 7) по критериям состояния, условиям работы и выделения денег и решение проблем СЦТ производить в соответствие с этой сегментацией.

3.2. Другие инструменты долгосрочного тарифного регулирования

Едиственное решение для всех регионов не позволит решить большую часть имеющихся проблем. У регионов должен быть выбор инструментов, которые направлены на решение задач разной степени сложности. Среди таких инструментов в настоящее время можно выделить концессии, альткотельные, а также инструмент, разрабатываемый компанией Газпром Энергохолдинг [145]. Главная цель этих инструментов – создание стимулов для инвестирования в отрасль, что является важной задачей для модернизации отрасли теплоснабжения. Для окупаемости инвестиций в теплоснабжении целесообразно было бы рассмотреть возможность введения долгосрочного тарифообразования на тепло. Такая возможность сейчас рассматривается для тарифов ЖКХ²².

3.3. Среди других стимулов для инвестирования в отрасль могут быть рассмотрены целевые займы или специализированные фонды для инвестирования в быстро окупаемые проекты, а также формирование инвестиционных механизмов в электроэнергетике с учетом специфики теплоснабжения и их взаимного влияния. Это позволило бы привлечь дополнительные инвестиции в отрасль под выполнение наиболее экономически эффективных проектов.

²² В Госдуме предложили вернуться к практике долгосрочных тарифов по ЖКХ // РБК, 2024 URL: <https://www.rbc.ru/rbcfreenews/66b3740c9a79472ef8f6b160> Просмотрено: 12.09.24

3.3.3. Эффекты на экономику от инвестиционного развития отрасли централизованного теплоснабжения

Помимо эффектов от модернизации сектора теплоснабжения для самой отрасли реализация предложенных мер развития предполагает различные экономические (в том числе межотраслевые), социальные и экологические эффекты, которые могут воздействовать как положительно, так и отрицательно, в том числе межотраслевые (рис. 3.8).

Экологические эффекты

- Сокращение выбросов парниковых газов от деятельности теплоснабжения вследствие предлагаемой модернизации составляет 31 млн т CO₂ (10%). Такая модернизация может стоить один-два трлн руб., при этом в рамках программ по декарбонизации на подобное сокращение выбросов могло быть выделено более четырех трлн руб. [142].

Социальные эффекты

- Положительное влияние на качество жизни населения, рост теплового комфорта вследствие роста качества предоставляемых услуг теплоснабжения.
- Рост продолжительности жизни населения вследствие улучшения состояния окружающей среды.
- Дополнительная нагрузка на потребителей вследствие роста тарифов на тепло и ГВС из-за роста инвестиций в теплоснабжение.

Экономические эффекты

- Спрос на продукцию и услуги смежных отраслей: новое строительство, модернизация и ремонты мощностей тепловой генерации и тепловой инфраструктуры, эффективная эксплуатация и обслуживание объектов теплоснабжения.
- Дополнительная мотивация развития технологий в теплоснабжении: технологии энергосбережения и повышения энергоэффективности, твердотопливные котлы, газовые турбины.
- Сокращение бюджетных расходов на теплоснабжение и частичное освобождение бюджета от субсидирования отрасли вследствие положительных финансовых результатов отрасли.
- Сокращение потребления топлива вследствие роста эффективности теплоснабжения (сокращение УРУТ, оптимизация потребления тепла).

Однако расчет эффектов модернизации отрасли теплоснабжение от макроэкономического взаимодействия требует дополнительных исследований,

выходящих за рамки диссертации. Но может послужить дополнительным обоснованием для выбора вариантов развития отрасли теплоснабжения.

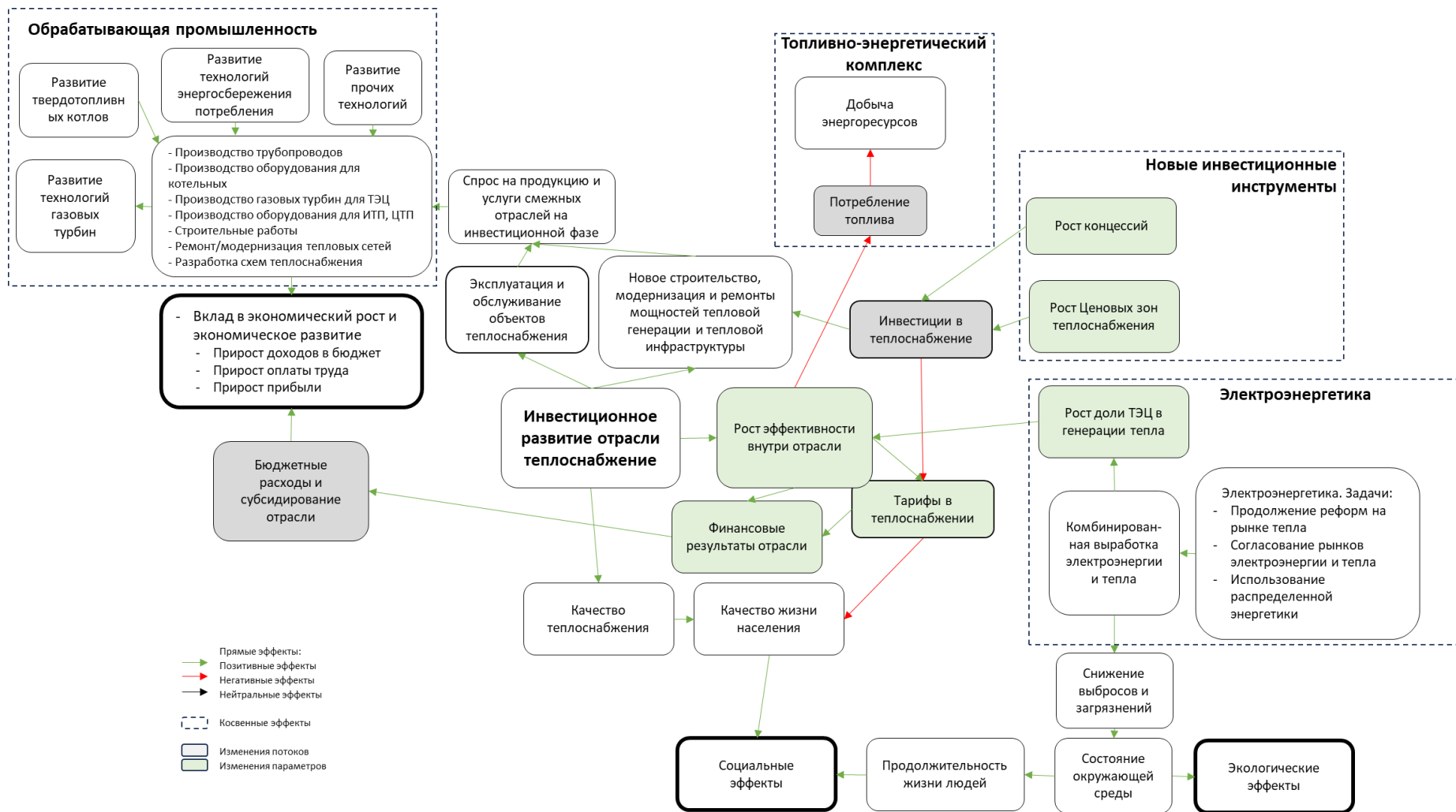


Рисунок 3.8. Роль отрасли теплоснабжение в экономике

Источник: составлено авторов

Заключение

1. Проведен анализ развития сектора централизованного теплоснабжения на периоде 2000-2022 гг., включающий анализ взаимного влияния производственных и технико-экономических характеристик сектора централизованного теплоснабжения, а также тарифов, финансового состояния отрасли, в том числе в региональном разрезе:

1.1. За период 2000-2022 гг. потребление тепла в секторе централизованного теплоснабжения (ЦТ) сократилось на 15%. Это связано с уходом от нормативного расчета потребления тепла к приборному, сокращением потребности на стороне потребителей за счет повышения эффективности использования тепла и уходом части потребителей в децентрализованное теплоснабжение. При этом показано, что сегмент производства тепла и производственные мощности не подстроился под новые потребности экономики, так как объемы и структура производства не изменились.

1.2. В секторе ЦТ имеются тенденции роста износа тепловых сетей, увеличения потерь и ухудшения состояния большей части систем централизованного теплоснабжения, что сочетается с неэффективностью работы и убыточностью сектора ЦТ в целом по стране, что в свою очередь взаимосвязано с отсутствием достаточного уровня финансирования и низкими объемами инвестиций, которые определяются применяемым методом тарифообразования (методом экономически обоснованных затрат). Эти тенденции распределены по регионам страны в разной степени: примерно в 20 регионах состояние СЦТ за рассмотренный период улучшилось, в остальных ухудшилось.

1.3. В 2000-2022 гг. произошло изменение структуры форм собственности, а с 2010-ых гг. рост использования механизмов государственно-частного партнерства в секторе теплоснабжения, что способствовало модернизации части производственных и теплосетевых активов. В результате, наиболее эффективные крупные источники тепла концентрируются в частной собственности, а в государственной и муниципальной собственности находится большое число мелких котельных. Более половины тепловых сетей (по-видимому, также характеризующихся более качественным состоянием) также находятся в частной собственности.

1.4. Федеральные округа и регионы характеризуются разным состоянием систем теплоснабжения и условиями функционирования СЦТ. Регионы с хорошим состоянием систем теплоснабжения (хорошее состояние сетей, низкие потери и УРУТ), низкими убытками и относительно высокими инвестициями и тарифами на тепло сосредоточены в основном в Центральном и Приволжском ФО. Регионы с относительно низким качеством систем теплоснабжения (высокие потери и износ) и низкими тарифами – в Уральском, Сибирском, Южном и Северо-Западном ФО. В Северо-Кавказском и Дальневосточном ФО

качество систем теплоснабжения низкое, а вот тарифы на тепло относительно высокие. Состояние СЦТ в регионах из первой группы улучшилось за последние десять лет, а состояние СЦТ в регионах из второй и третьей групп ухудшилось. По результатам анализа наибольшего внимания требуют системы централизованного теплоснабжения в Северо-Западном, Уральском, Сибирском и Дальневосточном ФО.

2. Разработаны методические подходы построения трех взаимосогласованных балансов (производства и потребления тепла, баланса топлива и финансового баланса сектора), на основе которых построена модель централизованного теплоснабжения как для сектора в целом, так и для выделенных сегментов – альткотельных и прочего СЦТ, позволяющая строить взаимосвязанные сценарные прогнозы развития отрасли, в том числе через параметры проектов альткотельной.

3. Проведена оценка сегмента, включающего уже введенные и планируемые ценовые зоны (проекты альткотельных с совокупными инвестициями около 300 млрд руб. и долей на российском рынке тепла – до 15%), а также проведен анализ отдельных проектов альткотельной (39 проекта по 30 параметрам), включающий производственные и технико-экономические характеристики систем теплоснабжения, тарифы, а также оценку финансового состояния теплоснабжающих компаний. В результате анализа этого сегмента выявлено: 1) в схемах теплоснабжения, как правило, заложен рост потребления тепла, что противоречит общероссийской тенденции о стагнации потребления тепла в секторе централизованного теплоснабжения; 2) потери в тепловых сетях и УРУТ на перспективе не снижаются, хотя при переходе в ценовые зоны (ЦЗ) предполагается модернизация СЦТ; 3) уровень потерь существенно выше значений этого показателя по данным баланса энергоресурсов Росстата или формы 1-ТЕП. Это следует учитывать при разработке модели (что было сделано в диссертации) и мер экономической политики в отрасли, а также при совершенствовании требований к схемам теплоснабжения и в практике их разработки.

4. Построены сценарные прогнозы развития сектора ЦТ. Показано, что наиболее положительные эффекты (выход отрасли на прибыль при наименьшей нагрузке на потребителей) достигаются в сценарии модернизации теплоснабжения и увеличения доли ТЭЦ, а не только за счет увеличения инвестиций в ценовые зоны теплоснабжения (альткотельные). В сценарии масштабирования ценовых зон теплоснабжения рентабельность отрасли становится положительной с 2030 г., рост тарифов при этом опережающий относительно таргета инфляции. В сценарии модернизации теплоснабжения рентабельность отрасли достигается раньше, а рост тарифов ниже за счет меньшего роста затрат, чем в сценарии масштабирования ценовых зон.

5. Предложены и обоснованы меры экономической политики, которые позволят повысить эффективность функционирования сектора ЦТ, в том числе в части увеличения доли ТЭЦ в производстве тепла, что, как показано расчетами на модели, позволяет выйти отрасли в прибыль при наименьшей нагрузке на потребителей. Во-первых, выделение инвестиций и оптимизация производственных процессов и затрат в условиях максимизации доли ТЭЦ. В том числе внедрение принципов согласования развития рынков электроэнергии и тепла в части их взаимного влияния. Во-вторых, выделение финансирования и решение проблем СЦТ в соответствии с ранжированием СЦТ по критериям состояния и условиям работы (позволит реализовать крупные и быстро окупаемые проекты, которые затрагивают большую долю потребителей). В-третьих, обоснование необходимости перехода к долгосрочному тарифному регулированию и созданию стимулов для инвестирования в СЦТ с разными режимами тарифообразования.

Список литературы

1. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. – М.: Наука, 1979, 416 с.
2. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Наука, 1983, 456 с.
3. Мелентьев Л. А. Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий: Избранные труды. М.: Наука, 1993. 364 с.
4. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. М.: Наука, 1976. 336 с.
5. Основные вопросы планирования Единой энергетической системы СССР / под ред. Г.М. Кржижановского, В.И. Вейца – М.: Изд-во АН СССР, 1959, 284 с.
6. Стырикович М. А., Шпильрайн Э. Э. Энергетика. Проблемы и перспективы.— Москва: Энергия, 1981, 192 с.
7. Некрасов А.С., Синяк Ю.В. Перспективы развития топливно-энергетического комплекса России на период до 2030 г. //Проблемы прогнозирования. 2007, №4, с. 21–53.
8. Оптимизация развития топливно-энергетического комплекса / под ред. А.С. Некрасова – М.: Энергоиздат, 1981, 240 с.
9. Кононов Ю.Д., Кононов Д.Ю. Методический подход к исследованию свойства инерционности развития систем энергетики // Изв. РАН. Энергетика, 2008, № 6, с. 71–78.
10. Кононов Ю.Д. Энергетика и экономика (проблемы перехода к новым источникам энергии) – М.: Наука, 1981, 188 с.
11. Стенников В.А. Методические и практические вопросы обоснования рациональных уровней централизации в системах теплоснабжения крупных городов // Новые информационные технологии управления развитием и функционированием трубопроводных систем энергетики – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1993, с. 79–89.
12. Стенников В.А. Технико-экономические основы преобразования теплоснабжающих систем. // ТЭК. 2004, № 1, с. 66–68.
13. Сендеров С.М. Модельно-индикативный подход к оценке уровня энергетической безопасности страны при различных вариантах развития энергетики // Изв. РАН. Энергетика, 2005, № 4, с. 3–9.
14. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики / Макаров А.А., Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Макарова А.С. – М.: ИНЭИ РАН, 2007, 103 с.

15. Методы и модели для исследования оптимальных направлений долгосрочного развития топливно–энергетического комплекса / Макаров А.А., Кононов Ю.Д., Криворучский Л.Д. и др. – Иркутск: СЭИ СО АН, 1977, 90 с.
16. Филиппов С.П., Лебедев А.В. Программный комплекс для глобальных энергетических исследований – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2003, 44 с.
17. Воропай Н.И., Калюжный А.Х., Лизалек Н.Н. Длительные переходные процессы в энергосистемах (методы анализа и управления). – М.: Информэнерго, 1988, 78 с.
18. Воропай Н.И. Методы анализа и исследование динамических свойств электроэнергетических систем при существенных структурных изменениях и больших возмущениях: дис. на соиск. уч. степени д-ра техн. наук. – Иркутск, 1989, 320 с.
19. Региональные энергетические программы: методические основы и опыт разработки / под ред. Б.Г. Санеева. – Новосибирск: Наука, 1995, 246 с.
20. Гинтер Л.Л. Теплоэлектростанции – М. – Л.: ЦУП ВСНХ СССР, 1925, 132 с.
21. Занфиоров А.М. Техничко-экономический расчет водяных тепловых сетей //Тепло и сила, 1933, № 11, с. 4–10.
22. Копьев С.Ф. Теплофикация. Теплопотребление, тепловые сети – М. – Л.: Гос. изд. по строительству, 1940, 280 с.
23. Давидсон П.Л. Методика основных расчетов по теплофикационным сетям – М.: Трансжилдориздат, 1934, 192 с.
24. Дмитриев В.В. Основные вопросы теплофикации городов – Л.: Госнаучтехиздат, 1933, 352 с.
25. Дунаевский Н.И. Техничко-экономические основы теплофикации – М.: Госэнергоиздат, 1952, 260 с.
26. Дюскин В.К. Рациональный режим работы теплофикационных магистралей при смешанной отопительно-вентиляционной нагрузке //Отопление и вентиляция, 1934, № 1, с.7–13; №2, с. 32-36.
27. Мелентьев Л.А. Теплофикация – М.-Л.: Изд. АН СССР, 1944, ч. I и ч. II, 248 с.; 1948, 280 с.
28. Соколов Е.Я. Теплофикация Москвы – М.: изд-во Мособлисполкома, 1932, 52 с.
29. Соколов Е.Я. Тепловые сети – М.: Госэнергоиздат, 1948, 212 с.
30. Хасилев В.Я. Некоторые вопросы теплоснабжения городов //Изв. АН СССР. Отделение техн. Наук, 1947, №9, с. 1193–1206.
31. Шифринсон Б.Л. Основной расчет тепловых сетей – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1940, 188 с.

32. Якимов Л.К. Расчет водяных тепловых сетей – Л., 1931, 50 с.
33. Якуб Б.М. Теплоэлектроцентрали – М.: Госэнергоиздат, 1938, 221 с.
34. Стенников В.А., Постников И.В. Комплексная оценка надежности теплоснабжения потребителей // Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем. – СПб, 2006, с. 36–37.
35. Стенников В. А., Жарков С. В. Методы оценки эффективности энергоснабжения потребителей // Энергобезопасность и энергосбережение. 2014. №5. С. 34-40.
36. Сеннова Е.В. Методика анализа надежности развивающихся систем теплоснабжения: автореф. дис. канд. техн. наук. – Новосибирск, 1975, 24 с.
37. Надежность систем энергетики и их оборудования: справ. изд. В 4 т. – Т. 4: Надежность систем теплоснабжения / Е.В. Сеннова, А.В. Смирнов, А.А. Ионин и др. – Новосибирск: Наука, 2000, 351 с.
38. Хрилев Л.С., Малафеев В.А., Хараим А.А., Лившиц И.М. Сравнительная оценка отечественных и зарубежных методов разделения расхода топлива и формирования тарифов на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2003. № 4. С. 45—54.
39. Хараим А.А. Как рассчитать тарифы на электрическую и тепловую энергию, произведенную на ТЭЦ, не прибегая к делению топлива // Новости теплоснабжения. 2003. № 11.
40. А.А.Хараим, В.Н. Ильич, Государственное регулирование и эффективность ТЭЦ. Журнал "Новости теплоснабжения" №04 (152), 2013 г. С.152-160.
41. Пустовалов Ю.В. К дискуссии о методах распределения затрат на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 1992. № 9. С. 48—55.
42. Белобородов С.С. Пути решения вопросов повышения эффективности систем централизованного теплоснабжения, снижения стоимости электрической и тепловой энергии, сохранения ТЭЦ // Новости теплоснабжения. 2015. № 8. С. 11—14.
43. Белобородов С.С., Дудолин А.А. Анализ конкурентоспособности теплоэлектроцентралей на рынке электроэнергии и тепла // Вестник МЭИ. 2018. № 2. С. 21—29. DOI: 10.24160/1993-6982-2018-2-21-29.
44. Сухарева Е.В. Методы распределения затрат при формировании себестоимости энергии на ТЭЦ // Транспортное дело России. 2015. № 2. С. 43—45.
45. Чучуева И.А. Вычислительные методы определения удельных расходов условного топлива ТЭЦ на отпущенную электрическую и тепловую энергию в режиме комбинированной выработки // Наука и образование. 2016. № 2. С. 135—165

46. Денисов В. И. Метод расчета экономически обоснованных тарифов на электрическую и тепловую энергию, вырабатываемую ТЭЦ//Электрические станции. № 8. 2005. С. 17.
47. Гапо, Е. Г. Анализ проблем и тенденций развития систем теплоснабжения крупных городов России / Е. Г. Гапо, В. С. Пузаков, С. В. Гужов // Теплоэнергетика. – 2021. – № 3. – С. 75-88. – DOI 10.1134/S0040363621020028.
48. Гапо Е.Г., Пузаков В.С. Схемы теплоснабжения российских городов и реальная жизнь. Новости теплоснабжения. 2020. № 2. С. 8.
49. Евсеев Е. Г. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора экономических наук «Ресурсно-сбалансированное управление функционированием и развитием теплоснабжающих организаций», Москва, 2022 г. 42 с. <https://www.dissercat.com/content/resursno-sbalansirovannoe-upravlenie-funktsionirovaniem-i-razvitiem-teplosnabzhayushchikh/read> (дата обращения: 11.09.2024)
50. Евсеев, Е. Г. Показатели эффективности функционирования и развития теплоснабжающих организаций / Е. Г. Евсеев // Финансовая экономика. – 2019. – № 8. – С. 147-151.
51. Веселов, Ф. В. Финансово-экономическая адаптация тепловой энергетики России к инвестиционным вызовам в конкурентной среде / Ф. В. Веселов, А. И. Соляник // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2019. – № 1. – С. 28-36. – DOI 10.1134/S0002331019010126.
52. Веселов, Ф. В. Технологическое обновление теплоэнергетики как долгосрочный фактор сдерживания роста цен электроэнергии / Ф. В. Веселов, Т. В. Новикова, А. А. Хоршев // Теплоэнергетика. – 2015. – № 12. – С. 3. – DOI 10.1134/S0040363615120139.
53. Теплофикация в проекте новой Энергетической стратегии страны / А. С. Макарова, Т. Г. Панкрушина, Л. В. Урванцева, А. А. Хоршев // Теплоэнергетика. – 2015. – № 6. – С. 3. – DOI 10.1134/S0040363615060053.
54. Веселов, Ф. В. Опыт моделирования технологий и системного обоснования масштабов теплофикации в задачах перспективного развития электроэнергетики / Ф. В. Веселов, А. С. Макарова, А. А. Хоршев // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2011) : материалы пятой международной конференции, Москва, 03–05 октября 2011 года / Общая редакция: С.Н.Васильев, А.Д.Цвирку. Том 1. – Москва: Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, 2011. – С. 354-356.

55. Веселов, Ф. В. О механизмах реализации стратегии обновления теплоэнергетики / Ф. В. Веселов, А. И. Соляник // ЭнергоРынок. – 2017. – № 3. – С. 15-22.
56. Исследование эффективности развития теплофикации в России / Е. А. Волкова, А. С. Макарова, А. А. Хоршев [и др.] // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2010. – № 4. – С. 95-110.
57. Литвак, В. В. Проблемы и пути технического перевооружения тепловых электростанций / В. В. Литвак, Л. В. Савостьянова, И. А. Степанов // Теплофизические основы энергетических технологий, Томск, 24–26 июня 2010 года / Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Редакторы: Кузнецов Г.В., Заворин А.С., Литвак В.В., Логинов В.С., Яковенко П.Г., Буваков К.В.. – Томск, 2010. – С. 171-180.
58. Беляев, С. А. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС : Учебное пособие / С. А. Беляев, А. В. Воробьев, В. В. Литвак. – Томск : Томский политехнический университет, 2015. – 248 с.
59. Глухов, В. В. Состояние и перспективы обеспечения энерго - и теплоэнергетическим оборудованием ТЭК России : докл. / В. В. Глухов, В. Р. Огороков, Р. В. Огороков ; Открытый семинар "Экономические проблемы энергетического комплекса", 42-е заседание, 17 июня 2003 г. - Москва : Изд-во ИНИП, 2005. - 97 с. - В надзаг.: Ин-т народнохоз. прогнозирования РАН
60. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с использованием быстродействующих математических моделей теплофикационных паровых турбин // Теплофизика и аэромеханика, 2006, № 1, т. 13, с. 159–167.
61. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. и др. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования // Теплоэнергетика, 2009, № 6, с. 53–57.
62. Джурка Н. Г., Дёмина О. В. Оценка экономических последствий сокращения выбросов в системе энергоснабжения региона: опыт Дальнего Востока // Регионалистика. 2020. Т. 7. № 2. С. 5–23. <https://doi.org/10.14530/reg.2020.2.5>
63. Дёмина О. В., Джурка Н. Г. Исследование внешних эффектов энергетики: опыт Дальнего Востока // Новая азиатская политика и развитие Дальнего Востока России. Материалы международной научной конференции / Под ред. П.А. Минакира. Хабаровск: ИЭИ ДВО РАН, 2020. С. 186–193
64. Майсюк Е. П., Иванова И. Ю. Экологическая оценка использования разных видов топлива для производства энергии в арктических районах Дальнего Востока //

- Арктика: экология и экономика. 2020. № 1 (37). С. 26-36. DOI:10.25283/2223-4594-2020-1-26-36
65. Чебаненко Б. Б., Майсюк Е. П. Оценка экологической опасности при использовании органических топлив // Экологические проблемы угледобывающей отрасли в регионе при переходе к устойчивому развитию: Труды международной научнопрактической конференции. Т. 1. Кемерово: Кузбассвуиздат, 1999. С. 219-227.
66. Имитационный подход к изучению больших систем энергетики: матер. Всесоюз. науч. семинара. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1986.–171 с.
67. Кононов Ю.Д., Соболевский В.М., Тыртышный В.Н. Имитационная система для исследования долгосрочного развития энергетики с учетом ее внешних народнохозяйственных связей // Системы энергетики: управление развитием и функционированием. Т.5. Вычислительные средства имитационного моделирования больших систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН, 1986, с.48–54.
68. Такайшвили Л.Н. Разработка имитационной модели прогнозирования развития угледобычи «БАЛАНСЫ» // Тр. X Байкал. Всерос. конф. «Информационные и математические технологии в науке, технике и образовании». – Иркутск, 2005., с. 313–320.
69. Плакиткина Л.С. Прогнозирование развития угольной промышленности с использованием имитационных моделей // Пятые Мелентьевские теоретические чтения: сб. науч. тр. Под ред. А.А. Макарова – М.: ИНЭИ РАН, 2004, с. 293–304.
70. Плакиткина Л.С., Воскобойник М.П. Прогнозирование развития угольной промышленности с использованием производственно-финансовой модели // Уголь, 2003, №10, с. 9–13.
71. Сияк Ю.В., Некрасов А.С., Воронина С.А., Семикашев В.В., Колпаков А.Ю. Топливо-энергетический комплекс России: возможности и перспективы // Проблемы прогнозирования, 2013. № 1. С. 4–21.
72. Некрасов А.С., Сияк Ю.В., Воронина С.А. Перспективы развития теплоснабжения России // Проблемы прогнозирования. 2011. №2. С. 37-54.
73. Стенников, В. А. Математическая модель управления регулируемым монопольным рынком централизованного теплоснабжения / В. А. Стенников, О. В. Хамисов, А. В. Пеньковский // Проблемы управления. – 2022. – № 2. – С. 12-23. – DOI 10.25728/ru.2022.2.2.

74. Затонский, А. В. Выбор модели прогнозирования отпуска тепловой энергии / А. В. Затонский, Л. Г. Тугашова // Теплоэнергетика. – 2021. – № 3. – С. 89-98. – DOI 10.1134/S0040363621020090.
75. Воропай Н. И. Клер А. М., Кононов Ю. Д., Санеев Б. Г., Сендеров С. М., Стенников В. А. Методические основы стратегического планирования развития энергетики // Энергетическая политика. 2018. №3. С. 35-44
76. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина; ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВ – Москва, 2019. 210 с
77. Широков А.А. Энергетическая стратегия в контексте достижения целей развития экономики России // Энергетическая политика. 2019. №1. С. 6-11.
78. Новый импульс Азиатской России: источники и средства развития : в 2-х т. Т. 1 / под ред. В.А. Крюкова, Н.И. Сулова ; Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН. – Новосибирск : Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2023. – 418 с. DOI: 10.36264/978-5-89665-375-2-2023-011-418
79. Семикашев В.В., Зотова Е.А. Организация теплоснабжения населения в Канаде, Ж. Электрика, №6, 2011. 17 с.
80. Дёмина О. В. Рынки тепловой энергии: тенденции пространственной организации // Пространственная экономика. 2016. №4-5. С. 33-59. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/rynki-teplovoy-energii-tendentsii-prostranstvennoy-organizatsii> (дата обращения: 11.01.2024)
81. Nailong Li, Qie Sun, Qi Zhang, Fredrik Wallin, A review of the pricing mechanisms for district heating systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 42, 2015, Pages 56-65, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.003>
82. Matthias Wissner, Regulation of district-heating systems, Utilities Policy, Volume 31, 2014, Pages 63-73, ISSN 0957-1787, <https://doi.org/10.1016/j.jup.2014.09.001>
83. Кутовой Г.П. Реформа электроэнергетики: аргументированная критика и предложения // Академия Энергетики РФ. 2022. №1[2]. С.12-25.
84. Яркин Е. В., Долматов И. А., Сасим С. В., Панова М. А., Войткова Ж. В., Исмаилов Н. Р. Тарифная политика в Российской Федерации в отраслях коммунальной сферы: приоритеты, проблемы, перспектива / Науч. ред.: Е. В. Яркин. Издательский дом НИУ ВШЭ, 2023. 56 с.
85. Долматов И. А., Панова М. А., Сасим С. В. Регулирование тарифов в сфере теплоснабжения / Под общ. ред.: Е. В. Яркин. М. : НИУ ВШЭ, 2018. 178 с.

86. И.А. Долматов, Риски внедрения новой модели рынка тепловой энергии //Журнал «Новости теплоснабжения» №05 (177) 2015 г. [URL:www.rosteplo.ru/nt/177](http://www.rosteplo.ru/nt/177) (дата обращения: 16.09.2024)
87. MacKenzie-Kennedy, C. District Heating, Thermal Generation and Distribution: A Practical Guide to Centralised Generation and Distribution of Heat Services / C. MacKenzie-Kennedy. - Oxford: Pergamon Press Ltd., 1979. - 198 p. DOI: 10.1016/B978-0-08-022711-5.50002-5
88. Aušra Pažėraitė, Vidas Lekavičius, Ramūnas Gatautis, (2022) District heating system as the infrastructure for competition among producers in the heat market, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 169, 2022, 112888, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112888>
89. M. Åberg, L. Fälting, A. Forssell, (2016) Is Swedish district heating operating on an integrated market? – Differences in pricing, price convergence, and marketing strategy between public and private district heating companies, Energy Policy, Volume 90, 2016, Pages 222-232, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.12.030>
90. Junli Zhang, Bin Ge, Hongsheng Xu, (2013) An equivalent marginal cost-pricing model for the district heating market, Energy Policy, Volume 63, 2013, Pages 1224-1232, ISSN 0301-4215,
91. От холода к теплу // МЭА. Париж. 2004 [Coming in from the Cold (2004) IEA (In Russ.)] URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/28c2bbb4-d273-44f1-87ca-4a0fc3871c53/cold.pdf> (дата обращения: 11.10.2024)
92. Некрасов А.С., Синяк Ю.В., Воронина С.А., Семикашев В.В. Современное состояние теплоснабжения России // Проблемы прогнозирования. 2011. № 1. С. 30-43
93. Семикашев В.В. Теплоснабжение в России: текущая ситуация и проблемы инвестиционного развития // Эко. 2019. Т. 49. № 9. С. 23-47 DOI: 10.30680/ЕСО0131-7652-2019-9-23-47 DOI: 10.30680/ЕСО0131-7652-2019-9-23-47
94. Семикашев В.В., Воронина С.А. Методика построения баланса производства и потребления тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения России // Научные труды ИПП РАН, 2016 г. с. 343-356
95. Башмаков И.А., Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения России // Журнал "Новости теплоснабжения" №2 (90), 2008 г. С. 6-12
96. Гашо Е.Г. Отрасль теплоснабжения сегодня рождается заново // Энергосбережение. 2013. № 7. С. 28-31
97. Гашо Е.Г. На пороге новой отрасли // Новости теплоснабжения. 2013. № 9 С. 23-36

98. Стенников В.А., Пеньковский А.В. Проблемы российского теплоснабжения и пути их решения // ЭКО. №9. 2019. С.48-69. DOI: 10.30680/ЕСО0131-7652-2019-9-48-69
99. Стенников В. А., Пеньковский А. В. Теплоснабжение потребителей в условиях рынка: современное состояние и тенденции развития // ЭКО. 2019. № 3. С. 8–20. DOI: 10.30680/ЕСО0131-7652-2019-3-8-20
100. Семенов В.Г. Модель инвестиционных преобразований в теплоснабжении // Новости теплоснабжения. 2013. № 9. С. 7-13
101. Семенов В.Г. Современное теплоснабжение в России: системный подход и грамотное планирование // АВОК. 2014. № 2. С. 4-10.
102. Сниккарс П. Н., Бокарев А. В., Бондаренко Ю. ЭФФЕКТИВНОЕ ТЕПЛО // ЭП. 2020. №11 (153). С. 74-83. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/effektivnoe-teplo> (дата обращения: 04.08.2022)
103. Гашо Е.Г. Нас спасают энтузиазм технарей и теплые зимы / Интервью Стимул, 2018 URL: <https://stimul.online/articles/interview/nas-spasayut-entuziazm-tekhnarey-i-teplye-zimyu/> (дата обращения: 19.09.2022)
104. Е.Г. Евсеев. «Единые теплоснабжающие организации и их роль в процессе перехода на новую модель рынка теплоснабжения в России» // Krasnoyarsk Science, VI. 9, No 4, 2020. С. 146-165. DOI: 10.12731/2070-7568-2020-4-146-165
105. Евсеев, Е. Г. Стратегические перспективы реформирования и новые технологии управления современными теплоснабжающими организациями в Российской Федерации / Е. Г. Евсеев // Экономические и управленческие технологии XXI века: теория и практика, подготовка специалистов: Материалы методической и научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 13 ноября 2018 года / под ред. Т. Р. Терешкиной. Том Часть I. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский государственный университет промышленных технологий и дизайна, 2018. – С. 28-33.
106. Евсеев, Е.Г. Анализ среды функционирования и развития теплоснабжающих предприятий в России / Е.Г. Евсеев // Финансовая экономика. – 2020. – No 7. – С. 142-145.
107. Евсеев, Е.Г. Новые факторы развития и их реализация в стратегическом управлении в современных теплоснабжающих организациях / Е.Г. Евсеев // Финансовая экономика. – 2019. – No 6. – С. 322-326.
108. Матвеева В. В. Новый подход к формированию источника финансирования систем теплоснабжения / В. В. Матвеева, Н. Г. Любимова // Вестник МИРБИС. 2021; 2(26): 126–133. DOI: 10.25634/MIRBIS.2021.2.12

109. Любимова, Н. Г. Теплофикация или котелизация России / Н. Г. Любимова // Вестник университета. – 2017. – № 7-8. – С. 42-46.
110. Любимова, Н. Г. Перспективы развития рынка тепла в России / Н. Г. Любимова // Приоритетные и перспективные направления научно-технического развития Российской Федерации: материалы III Всероссийской научно-практической конференции, Москва, 11–12 марта 2020 года. – Москва: Государственный университет управления, 2020. – С. 159-161.
111. Закревская, А. Г. Механизм концессионных соглашений в системе теплоснабжения России / А. Г. Закревская, Н. Г. Любимова, А. С. Флакман // Вестник университета. – 2024. – № 1. – С. 72-79. – DOI 10.26425/1816-4277-2024-1-72-79.
112. Бухаров С. В. «Альтернативная котельная» как механизм решения существующих проблем теплоснабжения. ЭКО. 2019;49(3):57-65. DOI: 10.30680/ЕСО0131-7652-2019-3-57-65
113. Дёмина. О.В. Регулирование теплоэнергетики в России: реакция локальных рынков // Пространственная экономика. 2017, №3. С. 62-82.
114. Заренков С. В., Досалин Э. Х., Богданов А. Б. Плюсы и минусы метода «альтернативная котельная» //КС. Энергетика и ЖКХ. 2016. № 3(38). С. 47–48.
115. Гимади В. И. Реформа которая согревает: что ожидают от преобразований в теплоснабжении//Современная конкуренция. 2014. № 4 (46). С. 49–64.
116. Стенников В.А., Славин Г.Б. Концепция «альтернативной котельной» - разрушитель теплофикации // Энергорынок. №2. 2014. С.22-29
117. Стенников В.А., Пеньковский А.В. Проблемы Российского теплоснабжения и пути их решения // ЭКО. 2019. №9 (543). С. 48-68.
118. Косогова Е. А. Инвестиционная революция в тепле. Рубцовская модель. ЭКО. 2019;49(9):70-78. DOI: 10.30680/ЕСО0131-7652-2019-9-70-78
119. В.С. Чекалин, А.В. Краснова. Развитие рынка теплоснабжения в Санкт-Петербурге // Journal of Economy and Business, vol. 3-2 (73), 2021. С. 220-227. DOI:10.24412/2411-0450-2021-3-2-220-228
120. Гимади, В.И. Влияние методов тарифного регулирования в теплоснабжении на решение потенциального инвестора / В.И. Гимади // Вестник Московского университета. Сер. 6. Экономика. – 2016. – № 5. – С. 92–112
121. Нефёдкин В. И., Фадеева О. П., Гинзбург Д. Р. Концессии в теплоснабжении: инвестиции вместо субсидий. ЭКО. 2019;49(3):37-56. DOI: 10.30680/ЕСО0131-7652-2019-3-37-56

122. Л.А. Макарова, Е.Л. Невзгодина. «Концессионные соглашения в теплоснабжении» // Вестник Омского университета. Серия «Право». 2020. Т.17, №3. С.53-62. DOI 10.24147/1990-5173.2020.17(3).53-62
123. Закревская, А. Г. Реализация нового механизма ценообразования на рынке теплоснабжения / А. Г. Закревская, Н. Г. Любимова // Вестник университета. – 2023. – № 4. – С. 108-116. – DOI 10.26425/1816-4277-2023-4-108-116.
124. Стенников, В. А. Методические основы организации теплоснабжения в условиях несовпадающих интересов субъектов отношений / В. А. Стенников, О. В. Хамисов, А. В. Пеньковский // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири : Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Иркутск, 19–23 апреля 2023 года. Том 1. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2023. – С. 10-15.
125. Семикашев В.В. Потребление тепловой энергии населением России // Проблемы прогнозирования. 2010. №4. С. 73-86. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/potreblenie-teplovoy-energii-naseleniem-rossii> (дата обращения: 24.01.2024).
126. Стенников, В. А. Математическая модель управления регулируемым монопольным рынком централизованного теплоснабжения / В. А. Стенников, О. В. Хамисов, А. В. Пеньковский // Проблемы управления. – 2022. – № 2. – С. 12-23. – DOI 10.25728/ru.2022.2.2.
127. Гашо Е. Г., Ковылов В. К. Системы жизнеобеспечения городов как отражение их территориальной организации // Вестник Московского университета. Серия 5: География. 2006. № 3. С. 27-33
128. Терентьева А.С. Анализ основных проблем централизованного теплоснабжения в России на современном этапе // Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. 2020. №18. С. 253-273. DOI: 10.47711/2076-318-2020-253-273
129. Некрасов А.С., Воронина С.А. Состояние и перспективы теплоснабжения России // Энергетик. 2004. No 10.
130. Доклад о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2021 году //РЭА Минэнерго, 2023 URL: <https://minenergo.gov.ru/press-center/presentations/doklad-o-sostoyanii-teploenergetiki-i-tsentralizovannogo-teplosnabzheniya-v-rossiyskoy-federatsii-2021> Просмотрено: 03.05.2023

131. Отчет «О ситуации с теплоснабжением в Российской Федерации» // Фонд энергетического развития, 2016 // URL: <http://www.energsovet.ru/stat880p8.html>
Просмотрено: 05.09.2023
132. Семикашев, В. В. Альтернативная котельная - новый инвестиционный механизм развития централизованного теплоснабжения в России / В. В. Семикашев, А. С. Терентьева // Проблемы прогнозирования. – 2022. – № 2(191). – С. 105-118. – DOI 10.47711/0868-6351-191-105-118.
133. Semikashev V.V., Terenteva A.S. (2023). The problem of modeling the heating sector at the city level. E3S Web Conf., 470 (2023) 01017 DOI: 10.1051/e3sconf/202347001017
134. Стенников, В. Методы тарифного регулирования в теплоснабжении и возможные последствия перехода в ценовую зону «альтернативная котельная» / В. Стенников, А. Пеньковский // Энергетическая политика. – 2023. – № 11(190). – С. 92-107. – DOI 10.46920/2409-5516.2023_11190_92.
135. Рекомендации «круглого стола» Комитета Государственной Думы по энергетике на тему «Практика правоприменения модели «альтернативной котельной»: проблемы и пути решения» от 28.02.2023 URL: <http://komitet-energo.duma.gov.ru/storage/f11e63e3-91e7-42ea-bb26-8bb1c3bfc7ec/documents/3c5df25c-8a96-41f1-a7e6-08afe8440701/fd1f94d7-01b5-410c-9219-78c213783e68.pdf> Просмотрено: 09.12.2023
136. Терентьева, А. С. Заседание Рабочей группы Госсовета РФ по направлению "Энергетика" по теме "О ходе реализации целевой модели рынка тепловой энергии и опыте перехода субъектов Российской Федерации на новую модель рынка тепла" / А. С. Терентьева // Проблемы прогнозирования. – 2021. – № 2(185). – С. 167-176. – DOI 10.47711/0868-6351-185-167-171
137. Семикашев В.В., Гайворонская М.С., Терентьева А.С. Исследование удовлетворенности качеством теплоснабжения на основе социологических опросов в муниципалитетах, перешедших в ценовые зоны теплоснабжения (на примере г. Рубцовска и р. п. Линево) // Научные труды. Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. 2021. С. 264-283. DOI: 10.47711/2076-318-2021-264-283
138. Терентьева А.С. Изменение удовлетворенности качеством теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения по итогам опросов населения в 2019 и 2020 г. (2021) // Актуальные вопросы экономики и социологии. сборник статей по материалам XVII Осенней конференции молодых ученых в новосибирском

- Академгородке. Новосибирск, 2021. С. 88-91. <https://www.ieie.su/assets/files/conf/ysc-2021.pdf>
139. Доклад «О состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2020 г.». ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации.
 140. Семикашев, В. В. Прогноз развития сектора централизованного теплоснабжения до 2030 г. / В. В. Семикашев, А. С. Терентьева // Проблемы прогнозирования. – 2024. – № 3. С. 43-55.
 141. Терентьева А. С. (2024). Оценка состояния и перспектив развития систем теплоснабжения в городах Чебоксары и Новочебоксарск в Чувашской Республике // Проблемы развития территории. Т. 28. № 2. С. 24–39. DOI: 10.15838/ptd.2024.2.130.3
 142. Семикашев В. В. Выступление «Развитие ТЭК и экономики России в условиях климатического регулирования: альтернативные оценки», II-я Всероссийская научно-практическая конференция «Анализ и прогнозирование развития экономики России», ИЭОПП СО РАН, ИНП РАН и экономический факультет НГУ, Бердск, 23-24 марта 2020 г. // URL: <https://ecfor.ru/publication/razvitie-tek-klimaticheskoe-regulirovanie/> Просмотрено: 15.11.2022
 143. Сведения о снабжении теплоэнергией, форма 1-ТЕП, Росстат РФ, 2004-2020 гг.
 144. Сведения о производстве тепловой и электрической энергии объектами генерации (электростанциями), форма 6-ТП, Росстат РФ, 2004-2019 гг.
 145. Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов, форма 4-ТЭР, Росстат РФ, 2014-2020 гг./Сведения об остатках, поступлении и расходе топливно-энергетических ресурсов, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов, форма 11-ТЭР, Росстат РФ, 2004-2018 гг.
 146. Сведения о производстве, отгрузке продукции и балансе производственных мощностей. форма 1-Натура-БМ, Росстат РФ, 1990-2020 гг.
 147. Топливо-энергетический баланс, Росстат РФ, 1990-2020 гг.
 148. Российский статистический ежегодник, Росстат РФ, 1990-2020 гг.
 149. Основные сведения о деятельности организаций, форма 1-Предприятие, Росстат РФ, 2000-2020 гг.
 150. Сведения о работе ресурсоснабжающих организаций в условиях реформы, форма 22-ЖКХ (ресурсы), Росстат РФ, 2000-2020 гг.

151. S. Frederiksen, S. Werner. District heating and cooling, Lund Studentlitteratur, 2013
152. District Heating Market Size By Source (CHR Geothermal, Solar, Heat Only Boilers), By Application (Residential, Commercial, Industrial), Industry Analysis Report, Regional Outlook, Covid-19 Impact Analysis, Price Trends, Competitive Market Share & Forecast, 2023 - 2032 // [Электронный ресурс] URL: <https://www.gminsights.com/industry-analysis/district-heating-market> Просмотрено: 26.01.2024
153. Odgaard O. China's Quest for New District Heating Reforms // Policy Brief. 2015. No. 3. 16 p. URL: http://www.thinkchina.ku.dk/documents/2015-12-01ThinkChina_PolicyBrief_DH_and_CHP_in_China.pdf Просмотрено: 26.01.2024
154. Терентьева, А. С. Развитие СЦТ в Китае / А. С. Терентьева, П. В. Ситников // Стратегическое планирование и развитие предприятий : материалы XXII Всероссийского симпозиума, Москва, 13–14 апреля 2021 года. – Москва: Центральный экономико-математический институт РАН, 2021. – С. 434-436. – DOI 10.34706/978-5-8211-0796-1-s4-49
155. Statistics Search / OECD, IEA. 2016. URL: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/> Просмотрено: 25.01.2024
156. District Heating and Cooling, Combined Heat and Power and Renewable Energy Sources / The Baltic Sea Region Energy Cooperation. 2014. URL: <http://basrec.net/wp-content/uploads/2014/06/Appendix%20-%20country%20survey.pdf> Просмотрено: 25.01.2024
157. Geletukha G., Zheliezna T., Bashtovyi A. Analysis of Tariff Setting in the District Heating Sector of EU Countries // UABio Position Paper No. 14. 2016. 09 February / URL: <http://uabio.org/img/files/docs/position-paper-uabio-14-en.pdf> Просмотрено: 26.01.2024
158. Zhang L., Gudmundsson O., Li H., Svendsen S. Comparison of District Heating Systems Used in China and Denmark // International Journal of Sustainable and Green Energy. 2015. Vol. 4. Issue 3. Pp. 102-116
159. District Heating - Danish and Chinese Experience / Danish Energy Agency, Danish Board of District Heating. URL: http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/energistyrelsen/Nyheder/district_heating_danish-chinese_experiences.pdf Просмотрено: 22.01.2024
160. Country by Country - Statistics Overview / Euroheat & Power. URL: <https://www.euroheat.org/publications/country-by-country/> Просмотрено: 22.01.2024

161. Energy Policies of IEA Countries: Finland - 2013 / OECD, IEA. 2013. 172 p.
URL: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Finland2013_free.pdf
Просмотрено: 22.01.2024
162. Стенников В., Пеньковский А. Рынок тепла: мировой опыт развития централизованного теплоснабжения // ЭП. 2021. №10 (164). С. 64-75. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/rynok-tepla-mirovoy-opyt-razvitiya-tsentralizovannogo-teplosnabzheniya> Просмотрено: 25.01.2024
163. U.S. District Energy Services Market Characterization // [Электронный ресурс]
URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/buildings/districtservices/pdf/districtservices.pdf> Просмотрено: 23.12.2023
164. Dialogue on a RES Policy Framework for 2030 / Intelligent Energy - Europe, ALTENER. 2015. URL: https://energypedia.info/images/6/6b/Towards2030-dialogue_-_RES_District_Heating_in_Europe.pdf Просмотрено: 25.12.2023
165. Башмаков И.А. Какова площадь российских зданий и сколько энергии они потребляют? / Центр по эффективному использованию энергии. 2015. URL: <http://www.cenef.ru/file/EnergyConsume.pdf> Просмотрено: 23.10.2023
166. Buildings Energy Data Book / U.S. Department of Energy. URL: <http://buildingsdatabook.eren.doe.gov/ChapterIntro1.aspx?1#1> Просмотрено: 23.12.2023
167. Commercial Buildings Energy Consumption Survey / The U.S. Energy Information Administration. URL: <http://www.eia.gov/consumption/commercial/data/2012/index.cfm?view=consumption>
Просмотрено: 24.11.2023
168. Energy Policies of IEA Countries: Canada - 2015 / OECD, IEA. 2016. 287 p.
URL: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesofIEACountriesCanada2015Review.pdf> Просмотрено: 02.10.2023
169. District Energy Inventory for Canada. 2014 / The Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre. URL: http://www2.cieedac.sfu.ca/media/publications/District_Energy_Inventory_Report_Final_2016.pdf Просмотрено: 02.10.2023
170. Терентьева, А. С. Анализ концессий и ценовых зон в сфере теплоснабжения / А. С. Терентьева // Стратегическое планирование и развитие предприятий : материалы XXI Всероссийского симпозиума, Москва, 10–11 ноября 2020 года / Центральный экономико-математический институт Российской академии наук. –

- Москва: Центральный экономико-математический институт РАН, 2020. – С. 606-608. – DOI 10.34706/978-5-8211-0783-1-s4-55
171. Казанов Ю.Н. О развитии систем теплоснабжения // Журнал «Новости теплоснабжения» № 3, 2005 г.
172. Яковлев Б.В., Техничко-экономическое обоснование выбора вида систем теплоснабжения в современных условиях // Журнал «Новости теплоснабжения» № 2, 2005 г.
173. Когенерация и централизованное теплоснабжение. Наилучшая практика для муниципалитетов // Секретариат энергетической хартии, 2006 URL: https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Cogeneration_and_District_Heating_2006_ru.pdf Просмотрено: 09.09.24
174. Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ / отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2010. – 686 с.
175. Чернышев Л. Н. Реформа ЖКХ – что же сделано на самом деле // Энергосбережение №4, 2002
176. Гашо Е.Г., Пузаков В.С., Степанова М.В. Резервы и приоритеты теплоэнергоснабжения российских городов в современных условиях // 159 заседание Открытого семинара «Анализ и прогноз развития отраслей топливно-энергетического комплекса» (семинар А.С. Некрасова) от 26 мая 2015 г.
177. Ф.В. Веселов, А.А. Хоршев, И.В. Ерохина, Р.О. Аликин. Исследование направлений и сопутствующих затрат при снижении эмиссии углерода в электроэнергетике до 2050 года с учетом межотраслевых факторов // Проблемы прогнозирования. 2023. No 6(201). С. 79-90. DOI: 10.47711/0868-6351-201-79-90
178. Соснова С. Датское энергетическое чудо. Энергосовет № 5 (10) 2010 г.
179. А.А. Широ, А.Ю. Колпаков. Целевой сценарий социально-экономического развития России с низким уровнем нетто-выбросов парниковых газов до 2060 года // Проблемы прогнозирования. 2023. No 6 (201). С. 53-66. DOI: 10.47711/0868-6351-201-53-66
180. Терентьева А.С., Метельков Д.О. Оценка изменения структуры загрузки тепловых мощностей в пользу комбинированных источников. Секция 4 «Стратегическое планирование на мезоэкономическом (региональном и отраслевом) уровне». Стратегическое планирование и развитие предприятий:

материалы XXIII Всероссийского симпозиума. Москва, 12–13 апреля 2022 г. / под ред. чл.-корр. РАН Г.Б. Клейнера. М.: ЦЭМИ РАН, 2022. С.448-451. DOI: 10.34706/978-5-8211-0802-9-s4-46

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Анализ опыта организации теплоснабжения в разных странах

Выбор организации теплоснабжения в стране зависит от множества факторов: географии территории, климатических особенностей, наличия в стране полезных ископаемых, проводимой экономической политики, плотности расселения населения, организации и расположения промышленных центров, исторического развития инфраструктуры, институциональных условий и прочее.

В мире действует порядка 80 тыс. систем централизованного теплоснабжения [151]. Централизованное теплоснабжение распространено в России – более 50 тыс. СЦТ, Китае – 24 тыс. СЦТ, странах Европы – 6 тыс. СЦТ, странах СНГ (Беларусь, Украина, Казахстан и другие), а также в отдельных крупных городах США и Канады.

В стоимостном выражении мировой рынок централизованного теплоснабжения оценивается в 174 млрд долл. в 2022 г. [152].

В Китае, Дании и Финляндии доминирующей формой теплоснабжения является централизованное теплоснабжение (ЦТ) – 46-64%, в США и Канаде теплоснабжение представлено преимущественно индивидуальными источниками, доля ЦТ здесь – 1-5% (табл.).

Во всех рассматриваемых странах централизованное теплоснабжение основано на производстве тепла на ТЭЦ – не менее половины совокупной выработки тепловой энергии. В Китае представлены ТЭЦ большой мощности, в остальных странах в СЦТ функционируют ТЭЦ малой мощности.

Основным видом топлива для производства тепла в Китае является уголь, в США и Канаде – газ. В Дании и Финляндии структура топлива диверсифицирована – используются биотопливо, уголь, газ и отходы.

В странах с широким распространением централизованного теплоснабжения – Китае и Дании – развитие СЦТ является приоритетным направлением государственной политики и в большей или меньшей степени регулируется государством.

СЦТ в Китае

СЦТ в Китае одна из наиболее быстро развивающихся в мире. В Китае системы централизованного теплоснабжения обслуживают более 200 млн чел. (около 15% от общей численности населения в стране) [153]. СЦТ в Китае расположены в северной части страны и охватывают 70% площади, в южной части страны СЦТ находятся на стадии развития. По протяженности тепловых сетей СЦТ в Китае самая крупная – более 393 тыс. км, обеспечивает теплом более 9 млрд м² площади зданий [154].

Система централизованного теплоснабжения в Китае строилась при поддержке СССР и во многом похожа на Российскую. СЦТ была ориентирована на ТЭЦ большой мощности. Основными потребителями централизованного тепла в Китае являются промышленность – 46% потребления тепла в СЦТ, и население – 26% [155].

Развитие СЦТ и строительство ТЭЦ осуществляются при государственной поддержке. За организацию теплоснабжения и тарифы на тепло отвечают местные органы власти. Отсутствует конкуренция на оптовом рынке тепловой энергии, однако потребитель может выбрать форму организации теплоснабжения. В стране функционирует множество мелких предприятий в сфере теплоснабжения, что усложняет координацию развития и работы системы.

СЦТ в Дании

В Дании представлены наиболее современные, эффективные и экологичные системы централизованного теплоснабжения, использующие преимущественно комбинированную выработку тепла и электроэнергии. В Дании тепло вырабатывается на крупных ТЭЦ, мини-ТЭЦ на биотопливе и отходах, мусоросжигательных заводах.

Основным потребителем централизованного теплоснабжения является население – 64%, еще 30% потребляют здания (общественный и коммерческий сектор) и 4% - промышленность (энергоемкая промышленность здесь практически отсутствует) [155].

В Дании представлено зонирование СЦТ, которое предполагает отсутствие конкуренции в способах отопления на определенных территориях. Подключение к СЦТ для потребителей в Дании является обязательным, а оптовый рынок тепла и цены на тепловую энергию регулируются государством. Цены формируются, исходя из затрат теплоснабжающих организаций при их нулевой доходности (принцип бесприбыльных кооперативов).

В Дании отсутствует субсидирование потребителей [156-158]. Однако субсидии получают малые ТЭЦ (на биомассе) за счет специального тарифа на электроэнергию [159].

СЦТ в Финляндии

В Финляндии централизованное теплоснабжение – основной тип теплоснабжения в городах, системы централизованного теплоснабжения обслуживают около 3 млн чел. (около 50% от общей численности населения в стране) и большую часть зданий [160-161]. Здесь также широко применяется комбинированное производство тепла и электроэнергии.

Структура потребления тепловой энергии в СЦТ в Финляндии выглядит следующим образом: 39% - население, 36% - промышленность и 25% - общественный и

коммерческий сектора.

С точки зрения предложения рынок тепла в Финляндии является конкурентным – потребитель свободно выбирает способы отопления, что способствует эффективной работе СЦТ и разумным ценам на тепло. Цены на тепло покрывают все затраты, налоги в них составляют порядка 30%.

В Финляндии отсутствует субсидирование как потребителей, так и производителей тепла. Государственное участие в развитие централизованного теплоснабжения косвенно - через поддержку развития ТЭЦ (льгота на налог на выбросы и прочее).

СЦТ в Германии

В Германии СЦТ в значительной степени развиты на востоке страны – 30%, на западе – около 9%.

В централизованном теплоснабжении в Германии значительная часть организаций принадлежит муниципалитетам, но есть и частные компании. Рынок тепла является конкурентным (оптовая конкуренция), а тарифы на тепло не могут превышать затраты на индивидуальное теплоснабжение, при этом в них учитываются инвестиции. В Германии отсутствует государственное регулирование тарифов на тепло [162].

СЦТ в США

Централизованное теплоснабжение в США представлено в отдельных городах - Филадельфии, Сан-Франциско, Бостоне, Денвере, Нью-Йорке, которые обслуживают порядка 200-500 зданий (в основном многоэтажных) [163-164]. Суммарно СЦТ подключены на 15% площадей и 3% населения [165-167].

Основной потребитель централизованного тепла – промышленность (79%), еще 21% потребляет коммерческий и жилой сектор.

ЦТ функционирует в условиях конкурентного рынка, используются долгосрочные соглашения. Централизованное теплоснабжение в условиях отсутствия государственной поддержки и преобладания малоэтажной застройки в стране не конкурентоспособно относительно других вариантов теплоснабжения. Регулирование цен отсутствует, тарифы формируются на основе затрат и покрывают издержки.

СЦТ в Канаде

Централизованное теплоснабжение в Канаде развито только в крупных городах – Монреале, Ванкувере, Виннипеге, Оттаве [168]. Одна СЦТ в Канаде обслуживает в среднем 30-40 зданий и суммарно 3 тыс. зданий [169]. Почти все тепло здесь потребляется промышленностью.

Централизованное теплоснабжение в Канаде при условии низких цен на

первичные энергоресурсы, электроэнергию и низкую плотность застройки не является привлекательной формой отопления.

Регулирование ЦТ осуществляется только в отдельных провинциях. Цены на тепло формируются на основе затрат и покрывают издержки.

Таблица. Централизованное теплоснабжение в разных странах

	Россия	Китай	Дания	Финляндия	США	Германия	Канада
Характеристики систем теплоснабжения							
Масштаб СЦТ	50 тыс. СЦТ	-	394 СЦТ	400 СЦТ	837 СЦТ	1400 СЦТ	159 СЦТ
Объем производства тепла	1221 млн Гкал	872 млн Гкал	33 млн Гкал	44 млн Гкал	108 млн Гкал	-	6 млн Гкал
Для ЦТ	80%	55%	64%	46%	4%	30% на востоке, 9% на западе	1%
Протяженность тепловых сетей	167 тыс. км	392 тыс. км	29 тыс. км	14 тыс. км	3 тыс. км	25 тыс. км	0,3 тыс. км
Продолжительность отопительного периода	5-10 мес.	5-7 мес.	6 мес.	9 мес.	3-9 мес.	5 мес.	5-8 мес.
Уровень технологий, используемых в СЦТ	1970-е гг., (ТЭЦ мощностью более 20 МВт)	2000-е гг., (ТЭЦ мощностью более 20 МВт)	1990-2000-е гг., (ТЭЦ мощностью менее 20 МВт)	1990-2000-е гг., (ТЭЦ мощностью менее 20 МВт)	2000-е гг., (ТЭЦ мощностью менее 20 МВт)	-	2000-е гг., (ТЭЦ мощностью менее 20 МВт)
Число предприятий в теплоснабжении	19 тыс. шт.	десятки тыс. шт.	600 шт.	169 шт.	несколько тыс. шт.	340 шт.	80 шт.
Доля ТЭЦ в выработке тепла в СЦТ	45%	47%	73%	73%	100%	83%	95%
Основное топливо	70% - газ, 22% - уголь	92% - уголь	33% - биотопливо, 24% - уголь, 22% - газ, 18% - отходы	38% - биотопливо, 32% - уголь, 19% - газ	72% - газ, 12% - уголь	12% ВИЭ	92% - газ
Характеристики рынка тепла							
Тип рынка	неконкурентный	неконкурентный	неконкурентный	конкурентный	конкурентный	конкурентный	конкурентный
Ценообразование	затраты+; предельный уровень цен; цена меньше затрат		альтернативная цена; нулевая доходность производителей	затраты+; конкуренция производителей; цена покрывает издержки	затраты+; конкуренция производителей; цена покрывает издержки	конкурентные цены; включают инвестиции	затраты+; конкуренция производителей; цена покрывает издержки
Государственное участие	субсидирование потребителей и производителей	субсидирование потребителей	подключение к СЦТ обязательно	нет	отдельные проекты	государственная собственность	отдельные проекты, государственная собственность

Источники: составлено автором по данным [80, 172]

Приложение 2. Анализ проектов концессий в сфере теплоснабжения

По данным на конец 2023 г. в отрасли ЖКХ было заключено около 2,7 тыс. концессионных соглашений, объем инвестиций в которые составляет 1,1 трлн руб.²³²⁴²⁵. Более половины этих концессий – концессии в теплоснабжении. Это наиболее используемый инструмент государственно-частного партнерства и модернизации ЖКХ.

Почти все проекты в сфере теплоснабжения направлены на создание и реконструкцию коммунальной инфраструктуры теплоснабжения и централизованного горячего водоснабжения. Средний размер инвестиций в проекты концессий составляет 135 млн руб., а средний срок – 22 года. В число ключевых игроков, участвующих в концессионных соглашениях в теплоснабжении, входят ПАО «Т Плюс» (концессионные соглашения в 24 городах на сумму 100 млрд руб. [182]) и АО «Квадра» (7 концессий на сумму 30 млрд руб.).

Далее представлены крупнейшие концессионные соглашения в теплоснабжении. Подробнее о реализуемых концессиях в теплоснабжении написано в статье автора [170].

В Кирове было подписано концессионное соглашение в отношении объектов системы коммунальной инфраструктуры теплоснабжения г. Киров. Заключение концессионного соглашения позволит ПАО «Т Плюс» (в лице АО «Кировская теплоснабжающая компания») приступить к реконструкции тепловых сетей. Объем инвестиций составляет порядка 20 млрд. руб., а срок действия соглашения – 35 лет.

В Волгограде было подписано концессионное соглашение с целью модернизации систем централизованного теплоснабжения и горячего водоснабжения на срок более 30 лет с инвестициями почти 30 млрд руб. Инвестором выступает ООО «Концессии теплоснабжения» (ЗАО «Лидер»). В Волгограде запланированы следующие мероприятия: ликвидация и замещение 17 убыточных неэффективных котельных, масштабная реконструкция 72 существующих котельных, создание и/или реконструкция 136 км сетей теплоснабжения в однотрубном исчислении, реконструкция 87 центральных тепловых пунктов (ЦТП), создание автоматизированной системы учета и управления распределением и реализацией тепловой энергии и горячей

²³ Коммунальным концессионерам помогут субсидиями // Коммерсант, 2023 URL: <https://www.kommersant.ru/doc/6267983> Просмотрено: 09.12.2023

²⁴ Росинфра (2020) База проектов // <https://rosinfra.ru/> Просмотрено: 26.02.2020

²⁵ Есть ли концессия в ценовой зоне теплоснабжения? // Консалт Нэкст, 2024 URL: https://consultnext.ru/article_concession Просмотрено: 12.01.24

воды²⁶. При этом предполагается улучшение обеспечения горячим водоснабжением жителей Волгограда, повышение качества предоставляемых услуг теплоснабжения. Кроме того, с переходом котельных на природный газ суммарный годовой выброс загрязняющих веществ уменьшится более чем в 5 раз.

Между Правительством Саратовской области и ПАО «Т Плюс» было подписано концессионное соглашение в отношении объектов теплоснабжения г. Саратова. Объем запланированных инвестиций составляет почти 12 млрд руб., срок соглашения – 24 года. В рамках данного концессионного соглашения предусмотрены реконструкция более 220 км теплосетей и 30 котельных, а также замена 386 км тепловой изоляции надземных трубопроводов²⁷.

Между ПАО «Т Плюс» и г. Дзержинск Нижегородской области было подписано соглашение о передаче в концессию объектов теплоснабжения и горячего водоснабжения сроком на 30 лет. Концессионер вложит порядка 4,7 млрд. руб. в муниципальные тепловые сети – 226 км квартальных и распределительных сетей отопления и ГВС. Кроме того, ПАО «Т Плюс» инвестирует в реконструкцию и модернизацию находящейся в ее собственности магистральной тепловой сети протяженностью 59 км порядка 3,9 млрд. руб.²⁸

В г. Воронеже было заключено концессионное соглашение в сфере теплоснабжения с инвестициями порядка 3,9 млрд. руб. на 15 лет. Концессионером выступил АО «Квадра». В г. Воронеж планируется реконструкция сетей и оборудования тепловых пунктов и котельных, замена устаревшего оборудования, снижение удельного расхода топлива, а также комплекс мероприятий по повышению энергоэффективности. Кроме того, планируется провести автоматизацию и диспетчеризацию оборудования²⁹.

В г. Курске АО «Квадра» также участвует в концессионном соглашении сроком на 15 лет и инвестициями почти 2 млрд руб. В городе предполагается реконструкция тепловых сетей, а также замена оборудования ЦТП.

ООО «Газпром теплоэнерго МО» в рамках концессионного соглашения в

²⁶ Концессии теплоснабжения Волгограда // ТеплоВолгоград, 2024 URL: https://teplovolgograd.ru/?page_id=1584 Просмотрено: 12.02.24

²⁷ Концессионер инвестирует около 12 млрд рублей в теплосети Саратова // Интерфакс, 2019 URL: <https://realty.interfax.ru/ru/news/articles/111715/> Просмотрено: 12.02.24

²⁸ «Т Плюс» получила право на заключение концессионного соглашения по модернизации тепловой инфраструктуры Дзержинска // Ростепло, 2017 URL: <https://www.rosteplo.ru/news/2017/11/30/1512027163-t-plus-poluchila-pravo-na-zaklyuchenie-koncessionnogo> Просмотрено: 10.02.24

²⁹ Время массовых концессий // Коммерсант, 2022 URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5558173> Просмотрено: 10.02.24

Пушкинском муниципальном районе в следующие 20 лет планирует модернизировать 25 котельных и 18 км теплосетей. Общий объем инвестиций в рамках концессии составляет 2,5 млрд руб.

Кроме того, ООО «Газпром теплоэнерго МО» и г. Сергиев Посад было подписано концессионное соглашение сроком на 25 лет и инвестициями 23,7 млрд руб. В рамках соглашения предполагается строительство 36 котельных и реконструкция 27 котельных и 16 км теплотрасс.

Приложение 3. Анализ опросов домохозяйств о качестве теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения

В рамках анализа ценовых зон теплоснабжения был проведен опрос жителей муниципалитетов, которые перешли в ценовые зоны теплоснабжения, для определения удовлетворенности потребителей качеством теплоснабжения. Подробнее методика и результаты опроса представлены в статье [137-138].

Одним из целевых ориентиров является доведение в течение 5 лет после перехода в ЦЗТ доли потребителей, удовлетворенных качеством теплоснабжения, до уровня не менее 70% от общего числа потребителей [139]. Этот показатель ориентирован на средний показатель удовлетворенности по данным ОБДХ [93].

Квартирный очный опрос домохозяйств, использующих СЦТ, проводился проинструктированными интервьюерами в декабре 2019 и 2020 г. в ходе интервью по предложенным организаторами вопросам. У респондентов также спрашивали мнение о предыдущих отопительных сезонах, поскольку до введения ЦЗ подобные опросы не проводились.

В каждой ценовой зоне теплоснабжения были опрошены около 400 респондентов в зависимости от численности населения. При этом точность выборки будет более 95%, а погрешность результата менее 5%.

Респонденты опрашивались по следующим 6 вопросам, первые четыре из них касаются отопления, последние два – ГВС:

- 1) Ощущаете ли Вы дискомфорт от работы системы отопления в жилом помещении (квартире) (жарко или холодно)?
- 2) Испытывали ли Вы повышенную влажность в жилом помещении?
- 3) Сталкивались с регулярными перебоями теплоснабжения?
- 4) Пользуетесь ли дополнительными нагревательными приборами для отопления помещений в случае нехватки тепла?*

- 5) Сталкивались с регулярными перебоями горячего водоснабжения (ГВС)?
- 6) Горячая вода недостаточной температуры (холодная, теплая, недостаточно горячая)?*

*вопросы отсутствовали в анкете 2019г

Удовлетворенными качеством теплоснабжения считались домохозяйства, которые на все вопросы о проблемах с отоплением и горячим водоснабжением за период ответили отрицательно.

Для обеспечения репрезентативности выборки с точки зрения охвата всех типов и условий организации теплоснабжения респонденты распределяются на пропорциональные группы по типам источников, удаленности от источника, типам здания.

В 2020 г. вопросы были по двум временным периодам: осень 2019 г. – весна 2020 г. и лето 2020 г. – настоящее время. В 2019 г. опрос проводился по следующим временным периодам: осень 2017 г. – весна 2018 г., осень 2018 г. – весна 2019 г., осень 2019 г. – весна 2020 г. (в каждом муниципалитете - с момента введения ЦЗ). Вопросы о периоде осень 2019 г. – весна 2020 г. были в обоих опросах.

Опрос в 2020 г. проводился в г. Рубцовск, р. п. Линево, г. Барнаул, г. Ульяновск. Опрос в 2019 г. проводился только в р. п. Линево и г. Рубцовске, поскольку в других городах еще не было возможности отследить последствия введения ЦЗ.

По результатам опроса, проведенного в 2020 г., удовлетворенность качеством теплоснабжения растет во всех рассматриваемых ценовых зонах теплоснабжения растет. Качество ГВС по оценкам населения в 2019-2020 гг. либо растет, либо не изменяется (табл. 2.11).

В г. Рубцовске удовлетворенность теплоснабжения населением растет с 58% до 61%, в р. п. Линево – с 43% до 50%, в г. Барнауле – с 30% до 38%, в г. Ульяновске – с 58% до 64%.

Удовлетворенность качеством ГВС довольно низкая в г. Рубцовске и р. п. Линево – на уровне 44-49%, и не улучшается. В г. Барнауле и г. Ульяновске оценка населения качеством ГВС значительно выше – 67-80%.

Таблица 2.11. Результаты опроса населения об удовлетворенности качеством теплоснабжения, проведенного в 2020 г.

	2019-2020		2020	
	тепло	ГВС	тепло	ГВС
г. Рубцовск	58%	46%	61%	46%
р. п. Линево	43%	44%	50%	49%
г. Барнаул	30%	67%	38%	72%

г. Ульяновск	58%	80%	64%	80%
--------------	-----	-----	-----	-----

Источник: опрос населения о качестве теплоснабжения

По результатам опроса, проведенного в 2019 г., удовлетворенность населения качеством теплоснабжения в р. п. Линево и в г. Рубцовске растет. При этом на более высоких этажах удовлетворенность ниже, чем на низких, особенно много жалоб сконцентрировано на 5 этажах. В домах, построенных во второй половине прошлого века, удовлетворенность качеством теплоснабжения и ГВС ниже, чем в более современных постройках.

Таблица 2.12. Результаты опроса населения об удовлетворенности качеством теплоснабжения, проведенного в 2019 и 2020 г.

	опрос 2019		опрос 2020	
	тепло	ГВС	тепло	ГВС
г. Рубцовск	81%	74%	70%	86%
р. п. Линево	83%	48%	64%	70%

Источник: опрос населения о качестве теплоснабжения.

* О периоде осень 2019 г. – весна 2020 г. домохозяйства в р. п. Линево и г. Рубцовске

были опрошены и в опросе 2019 г., и в опросе 2020 г.

При сравнении результатов опросов 2019 и 2020 г. в р. п. Линево оценка, полученная в 2019 г., более высокая (83%), чем в 2020 г. (64%) (табл. 2.12). Ответы, касающиеся ГВС, в р. п. Линево сильно отличаются: в 2019 г. удовлетворенность населения качеством ГВС составила 48%, в 2020 г. – 70%.

В г. Рубцовске в 2019 г. оценка качества теплоснабжения была выше, чем в 2020 г. Однако в городе в момент проведения опроса происходили аварии в СЦТ, что привело к отключениям отопления в некоторых районах, что повлияло на ответы домохозяйств. Ответы, касающиеся ГВС, в г. Рубцовске в 2020 г. показывают более высокую удовлетворенность населения качеством ГВС, чем в 2019 г.

Разница результатов опросов связана, во-первых, с реальными положительными изменениями в работе СЦТ в городах. Во-вторых, на результаты опроса влияют выборки домохозяйств, которые отличаются. В-третьих, разница в результатах опроса связана с психологическими факторами респондентов – жители могли забыть о проблемах прошлых периодов.

Выводы

Была оценена удовлетворенность качеством теплоснабжения населения в периоды до и после введения ЦЗ. В рассматриваемых муниципалитетах заметны положительные изменения качества предоставляемых услуг теплоснабжающими организациями. Однако

удовлетворенность жителей качеством теплоснабжения не во всех муниципалитетах соответствует целевым показателям. Скорее всего, более значительные изменения функционирования СЦТ будут заметны в будущем.

Во много проблемы с качеством теплоснабжения связаны в том числе с качеством зданий, большинство из которых имеют низкие показатели энергоэффективности.

Наибольшее число жалоб по результатам опросов приходится на ГВС, многие домохозяйства используют дополнительные источники нагрева воды (бойлеры). При этом ГВС напрямую не включено в модель рынка тепла (инвестор обязан обеспечивать только отопление жилых зданий, а ГВС организуется отдельно). Поэтому предлагается вопросу качества ГВС и учета затрат на модернизацию этой системы учитывать в рамках соглашения между инвестором и муниципалитетом.

Приложение 4. Входные и выходные параметры сценариев

Таблица. Изменение входных и выходных параметров прогноза в 2022-2035 гг.

	Сценарий 1			Сценарий 2			Сценарий 2*		Сценарий 3		
	Всего	ЦЗ	Прочее СЦТ	Всего	ЦЗ	Прочее СЦТ	Всего*	ЦЗ*	Всего	ЦЗ	Прочее СЦТ
Доля АК	10%			50%			50%		20%		
Структура производства тепла											
Доля ЭС, %	45=>47	65=>67	44=>44	45=>46	65=>67	42=>29	45=>46	65=>67	45=>65	65=>65	46=>65
Доля котельных, %	55=>53	35=>33	56=>56	55=>54	35=>33	58=>71	55=>54	35=>33	55=>35	35=>38	54=>35
Потери тепла, %	8=>9	17=>16	8=>9	8=>9	17=>12	8=>9	8=>9	17=>12	8=>8	17=>8	8=>8
УРУТ, кг у. т./Гкал	-4,3	-3,8	-4,4	-4,9	-5,3	-4,4	-6,6	-8,3	-7,0	-8,0	-6,7
Потребление тепла 2022, млн Гкал	1316	129	1187	1316	285	1031	1316	285	1316	147	1169
Потребление тепла 2035, млн Гкал	1251	134	1117	1264	662	602	1264	662	1258	267	991
Потребление топлива 2022, млн т у. т.	259	20	238	259	42	217	259	42	259	23	236
Потребление топлива 2035, млн т у. т.	250	22	228	246	107	139	243	104	233	42	191
Рост потребления тепла	95%	104%	94%	98%	252%	58%	96%	232%	96%	182%	85%
Рост потребления топлива	97%	110%	96%	95%	255%	60%	94%	248%	91%	173%	82%
Рост тарифов на тепло	168%	175%	167%	171%	175%	167%	171%	175%	169%	175%	167%
Инвестиции всего (накопл.), трлн руб.	3,5	0,4	3,1	3,7	2,1	1,6	3,7	2,1	3,8	0,8	3,0
Выручка 2022, трлн руб.	2,6	0,2	2,3	2,5	0,4	2,0	2,5	0,4	2,5	0,2	2,2
Выручка 2035, трлн руб.	4,1	0,4	3,6	4,6	2,8	1,9	4,6	2,8	4,2	0,9	3,3
Затраты 2022, трлн руб.	2,9	0,2	2,5	2,6	0,3	2,2	2,6	0,4	2,7	0,3	2,5
Затраты 2035, трлн руб.	4,4	0,4	4,0	3,6	1,6	2,1	3,7	1,7	3,7	0,7	2,9
Рост выручки	161%	182%	159%	181%	586%	92%	179%	586%	166%	333%	147%
Рост затрат	161%	191%	159%	145%	490%	92%	141%	451%	136%	340%	118%
Рентабельность	-9%=>-9%	12%=>8%	-11%=>-11%	-5%=>16%	19%=>23%	-9%=>-14%	-5%=>18%	19%=>39%	-9%=>11%	12%=>10%	-11%=>11%
Выход отрасли из убытков	-			2027 г.					2028 г.		

Источник: расчеты автора

*развитие ценовых зон согласно предположениям автора

Приложение 5. Логика построения финансовых балансов в сценариях

Таблица. Логика построения финансового баланса для разных сегментов

	Прочее СЦТ	ЦЗ	ЦЗ*	Прочее СЦТ в сценарии 3
Расчет финансового баланса	Ретро: затраты на топливо, выручка расчет; затраты всего - расчет по рентабельности и выручке; убыток зафиксирован; амортизация - инвестиции; оплата труда - по структуре затрат фиксируется; прочие затраты балансируют; Прогноз: затраты на топливо, выручка расчет; затраты всего - расчет по рентабельности и выручке; убыток зафиксирован; затраты на оплату труда - расчет от предыдущего периода рост по инфляции и объему произведенного тепла; прочие затраты балансируют; амортизация - расчет от предыдущего периода по объему произведенного тепла	Ретро: затраты на топливо, выручка расчет; амортизация - инвестиции; оплата труда и прочие затраты - по структуре затрат фиксируются; затраты всего - расчет как сумма, прибыль/убыток - расчет разницы выручки и затрат; Прогноз: затраты на топливо, выручка расчет; амортизация - инвестиции из планов инвесторов; оплата труда - рост по инфляции и смоделированному коэффициенту эффективности; прочие затраты - по структуре затрат, доля которых сокращается; затраты всего - расчет как сумма, прибыль/убыток - расчет разницы выручки и затрат	Ретро: затраты на топливо, выручка расчет; амортизация - инвестиции; оплата труда и прочие затраты - по структуре затрат фиксируются; затраты всего - расчет как сумма, прибыль/убыток - расчет разницы выручки и затрат; Прогноз: затраты на топливо, выручка расчет; амортизация - инвестиции из планов инвесторов; оплата труда - рост по инфляции и смоделированному коэффициенту эффективности, который выше, чем в сценариях АК; прочие затраты - по структуре затрат, доля которых сокращается сильнее, чем в сценариях АК; затраты всего - расчет как сумма, прибыль/убыток - расчет разницы выручки и затрат	Ретро: затраты на топливо, выручка расчет; затраты всего - расчет по рентабельности и выручке; убыток зафиксирован; амортизация - инвестиции; оплата труда - по структуре затрат фиксируется; прочие затраты балансируют; Прогноз: затраты на топливо, выручка расчет; затраты всего - сумма затрат; прибыль - разница выручки и затрат; затраты на оплату труда - расчет от предыдущего периода рост по инфляции и объему произведенного тепла; прочие затраты - расчет от предыдущего периода через объем произведенного тепла и удельные прочие затраты, которые сокращаются; амортизация - расчет от предыдущего периода по объему произведенного тепла
Структура затрат	Структура затрат не изменяется	Растет доля затрат на топливо и оплату труда, сокращается доля прочих затрат	Растет доля затрат на топливо и оплату труда, сокращается доля прочих затрат быстрее, чем в сценариях АК	Растет доля затрат на топливо и незначительно оплату труда, сокращается доля прочих затрат
Логика финансового баланса	Сохранение убытков + рост выручки инерционно (по инфляции и произведенному теплу) = затраты растут инерционно, и структура затрат не меняется	Оптимизация затрат на оплату труда и прочих затрат + рост тарифов на тепло=прибыль в сегменте АК	Оптимизация затрат на оплату труда и прочих затрат + рост тарифов на тепло=прибыль в сегменте АК (эффекты выше, чем в сценариях АК)	Оптимизация прочих затрат + соответствие затрат произведенному теплу=прибыль в сегменте прочего СЦТ

Источник: составлено авторов

*развитие ценовых зон согласно предположениям автора

Приложение 6. Результаты прогноза сектора централизованного теплоснабжения

Реализуемый сценарий развития отрасли теплоснабжения (Сценарий 1)

На уже введенные ценовые зоны приходится около 10% отпуска тепла в стране. Для ЦЗ предполагается наиболее эффективное развитие за счет новых инвестиций в рамках введенных ценовых зон, при построении прогноза используются целевые значения параметров ЦЗ из соответствующих схем теплоснабжения.

В сценарии 1 в сегменте альткотельной в 2022-2035 гг. потери тепла сократятся на 0,8 млн Гкал, а с 2018 г. – на 1,7 млн Гкал. При этом отпуск тепла в ценовых зонах вырастет – на 4% до 134 млн Гкал к 2035 г. В результате доля потерь в отпуске тепла сокращается с 17% в 2022 г. до 15,5% в 2035 г.

Удельный расход топлива (УРУТ) при производстве тепла в сегменте ценовых зон сокращается на 3,8 кг у.т. к 2035 г. Так, расход топлива на нужды теплоснабжения вырастет на 10% при условии роста отпуска тепла. Структура расхода топлива практически не изменяется: доля газа составляет 59%, доля угля – 40%, прочие – 1%. В рамках проектов альткотельной предусмотрены несколько проектов перехода с мазута и угля на природный газ на некоторых объектах теплоснабжения, однако таких немного, они не оказывают влияние на структуру потребляемого топлива.

Затраты в сегменте альткотельной к 2035 г. вырастут на 82%. Изменяется структура затрат в данном сегменте: растет доля топлива в общих затратах – с 47% в 2022 г. до 51% в 2035 г., сокращается доля оплаты труда – с 21% в 2022 г. до 16% в 2035 г. и прочих затрат – с 22% в 2022 г. до 19% в 2035г.

Выручка в сегменте альткотельной к 2035 г. вырастет на 91%. Тарифы на тепло в ценовых зонах теплоснабжения в среднем растут на 1,5-4% быстрее, чем в сегменте прочее СЦТ.

В 2022-2035 гг. прибыль в ценовых зонах прогнозируется положительной, находясь на уровне 20-40 млн руб. на всем прогнозном периоде.

Описываемые эффекты введения ценовых зон теплоснабжения в отношении сокращения потерь, УРУТ, перераспределения затрат довольно существенные, однако, по нашим оценкам, могут быть еще более ощутимы.

Прогноз сегмента прочего СЦТ предполагает инерционное развитие систем теплоснабжения с продолжением имеющихся трендов.

Отпуск тепла в сегменте прочего СЦТ к 2035 г. сократится на 6%. Потери тепла останутся на уровне 8-9% до 2035 г. Структура потребления изменится в соответствии с текущими трендами – доля населения вырастет с 41% в 2022 г. до 45% в 2035 г., доля

промышленности и прочих сократится с 59% в 2022 г. до 55% в 2035 г.

Удельный расход топлива в сегменте прочего СЦТ на прогнозном периоде сокращается согласно сложившимся тенденциям. Расход топлива при производстве тепла к 2035 г. сократится на 4%, структура расхода топлива не изменится.

Затраты в сегменте прочего СЦТ вырастут на 59% к 2035 г. Структура затрат на прогнозном периоде не изменится. В 2022-2035 гг. сектор теплоснабжения в сегменте прочего СЦТ продолжает генерировать убытки, они растут до 400 млн руб. к 2035 г.

В соответствии с описанным выше сценарием развития разных сегментов централизованного теплоснабжения выручка всего сектора на прогнозном периоде вырастет на 61%, как и себестоимость (61%).

Сценарий масштабирования проектов альткотельной (Сценарий 2)

Сценарий роста числа ценовых зон теплоснабжения и доли проектов альткотельной на рынке тепла до 50% предполагает сохранение и распространение условий развития реализуемых проектов альткотельной. Сегмент прочего СЦТ сокращается до 50% к 2035 г.

В сценарии 2 в сегменте альткотельной потребление тепла растет втрое до 662 млн Гкал в 2022-2035 гг. Доля потерь тепла при этом сокращается с 17% в 2022 г. до 12% к 2035 г.

Расход топлива в сегменте альткотельной растет в 2,5 раза к 2035 г. за счет роста потребления тепла. УРУТ при этом сокращается на 5,3 кг у.т., а в сценарии 2*, который предполагает развитие ценовых зон согласно представлениям автора, УРУТ сокращается на 8,3 кг у.т. Структура расхода топлива с преобладающей долей природного газа практически не изменяется.

Выручка в сегменте ценовых зон значительно растет в 2022-2035 гг. – почти в шесть раз, затраты растут в пять раз. Эти показатели во много отражают эффект масштаба. Рентабельность в сегменте альткотельной на прогнозном периоде сохраняется на уровне 9-25%, а прибыль растет в 5 раз. Эти показатели соответствуют и сценарию 2, и сценарию 2*.

Изменяется структура затрат в данном сценарии: растет доля затрат на топливо с 47% в 2022 г. до 51% в 2035 г., сокращается доля прочих затрат – с 22% в 2022 г. до 18% в 2035 г.

Суммарные инвестиции в проекты альткотельной в сценарии масштабирования проектов альткотельной растут с 250 до 700-900 млрд руб.

В сегменте прочего СЦТ в сценарии роста числа ценовых зон к 2035 г. сокращается потребление тепла на 42% за счет замещение части отпуска проектами альткотельной. Потери тепла в данном сегменте на прогнозном периоде сохраняются на среднероссийском уровне 2022 г. – 8-9%. Структура потребления тепла изменяется инерционно как в предыдущем сценарии.

Расход топлива в данном сегменте сокращается на 40% к 2035 г., УРУТ остается на уровне 2022 г. Структура потребления топлива на нужды теплоснабжения не изменяется на прогнозном периоде.

Выручка в сегменте прочего СЦТ сокращается на 8% к 2035 г. за счет снижения производства тепла в данном сегменте. В 2022-2035 гг. данный сегмент теплоснабжения убыточен, каждый год объем убытков растет и в 2035 г. составляет 163 млн руб.

Затраты в сегменте прочего СЦТ в 2022-2035 гг. сокращаются на 8%, структура затрат не изменяется.

Исходя их предложенных предпосылок развития отдельных сегментов отрасли, совокупная выручка в теплоснабжении вырастет на 81% на прогнозном периоде, себестоимость – на 45%.

Сценарий модернизации отрасли теплоснабжения (Сценарий 3)

Сценарий модернизации отрасли теплоснабжения предполагает рост доли ценовых зон на рынке тепла до 20% с более интенсивными условиями развития реализуемых проектов альткотельной, что позволяет получить более высокие показатели эффективности. По сравнению с предыдущим сценарием число ценовых зон меньше, но их эффективность выше. Данная оценка доли ЦЗ соответствует целевым показателям объема отпуска тепла проектов альткотельной, декларируемым в Энергостратегии страны.

Потребление тепла в сегменте альткотельной в 2022-2035 гг. растет вдвое до 267 млн Гкал. Доля потерь тепла сокращается с 17% до 12%.

Расход топлива увеличивается вдвое к 2035 г., соответствуя росту объемов производства тепла в данном сегменте. УРУТ в 2022-2035 гг. сокращается на 8 кг у.т.

Затраты в сегменте альткотельной растут втрое, как и выручка в 2022-2035 г., что отражает эффект роста потребления тепла. Прибыль при этом на всем прогнозном периоде положительна, и к 2035 г. она достигает 83 млн руб., рентабельность находится на уровне 10-12%.

К 2035 г. изменяется структура затрат в рассматриваемом сегменте: растет доля топлива – с 47% до 53%, сокращается до прочих затрат – с 22% в 2022 г. до 14% в 2035 г.

Суммарные инвестиции в сегмент альткотельной для реализации сценария

модернизации отрасли теплоснабжения составляют порядка 800 млрд руб.

В сегменте прочего СЦТ в данном сценарии потребление тепла сокращается на 15% до 991 млн Гкал в 2035 г. Потери тепла остаются на уровне 8-9%.

Следствием роста эффективности и загрузки ТЭЦ является сокращение расхода топлива, а также затрат в прочем СЦТ.

Расход топлива в сегменте прочего СЦТ к 2035 г. сокращается на 18%. УРУТ сокращается на 6,7 кг у. т. к 2035 г.

Затраты в данном сегменте в 2022-2035 гг. растут на 18%, выручка растет на 47%. При этом сегмент прочего СЦТ продолжает оставаться убыточным до 2028 г., однако после 2029 г. его деятельность становится положительно рентабельной.

Кроме того, в данном сценарии изменяется структура затрат в сегменте прочего СЦТ – растет доля затрат на топливо с 49% в 2022 г. до 53% в 2035 г. и сокращается доля прочих затрат – с 25% в 2022 г. до 18% в 2035 г.

В соответствии с этим выручка в теплоснабжении растет на 66%, себестоимость – на 36%.

Приложение 7. Предлагаемое ранжирование регионов по состоянию СЦТ (данные за 2020 г.)

	Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	Потери в сетях, %	УРУТ котельных, кг у. т./Гкал	Доля сетей, нуждающихся в замене, %	Протяженность тепловых сетей, км**	Среднемесячные среднегодовые нормы температур наружного воздуха по энергосистемам, °С**	Производство тепла, млн Гкал**	Доля ТЭЦ в производстве тепла,%**
Орловская область	1 950	7,9	159,3	8,5	562	-2,6	4,7	29
Мурманская область	3 067	8,4	170,3	3	1119	-2,6	11,3	31
Республика Калмыкия	2 240	10,1	155	3,2	129	0,4	0,4	18
Республика Марий Эл	1 899	12	145	3,1	684	-5,9	5,9	17
г. Москва	2 450	4,3	183,6	0,5	8322	-2,8	152,1	47
Республика Тыва	1 865	6,4	196,5*	18,8	254	-16,6	2,1	31
Чукотский автономный округ	1 702	9,1	169,9	6	258	-16,8	1,4	30
Тульская область	2 505	12,8	155	4,3	1912	-3,2	9,8	39
Астраханская область	2 032	13,6	148,2	10,4	865	0,8	5,5	35
Калининградская область	2 426	14,8	153,2	1,8	868	1,8	3,3	24
Псковская область	2 407	15,8	167,6	8,1	973	-1,8	3,1	2
Республика Мордовия	1 942	16,9	149,6	1,1	817	-4,9	5,4	41
Республика Северная Осетия-Алания	1 816	21,6	164	3	357	2	1,5	0
Кабардино-Балкарская Республика	2 130	29	164,8	6,3	412	2,2	1,3	0
Чеченская Республика	1 844	4,1	56,7*		237	2,8	0,9	0
Карачаево-Черкесская Республика	2 002	4,4	140,5*	4	240	1,6	0,7	0
Республика Дагестан	1 296	5,6	106,8*	8,5	616	4,7	2,2	20
Пермский край	1 811	13,4	219,3*	2,7	3158	-7,4	32,4	41

Амурская область	2 311	14,4	184,2	5,6	1749	-14,5	9,1	18
Белгородская область	1 962	15	184,2	0,2	1337	-1,9	6,9	19
Республика Хакасия	1 151	17,6	377,7*	3,7	663	-8,3	4,9	35
Республика Алтай	2 812	17,7	192	6,2	193	-1,4	1,3	61
Магаданская область	2 871	20,7	156,7		485	-11,9	3,4	35
Костромская область	2 351	21,6	181,7	5,8	939	-4,9	5,6	36
Еврейская автономная область	2 769	20,4	196,2*	7,1	295		1,8	36
Республика Ингушетия	1 459		129,2		981	1,8	0,03	0
Республика Адыгея (Адыгея)	2 533	17,4	159,5		305		0,5	0
Саратовская область	1 925	21,8	138,7*	7,4	2004	-3,4	13,7	54
Кировская область	1 954	17,8	183,8	7,2	1989	-6,6	9,7	62
Сахалинская область	2 185	20,1	182,9	17,1	903	-8,1	4	37
Рязанская область	2 458	11,1	150,8	8,4	1253	-3,7	10,9	41
Нижегородская область	2 538	12,2	158,7	4,5	4068	-5,1	35,6	34
Ярославская область	1 882	13,4	161,4	5,4	1921	-4,5	15,3	27
Калужская область	2 098	12,7	163	14,2	1437	-3	5,9	1
Ивановская область	2 280	11,1	169,3	15,4	1392	-4,7	9,2	29
Республика Коми	1 939	16	168,2	10,5	1958	-9,8	17,9	50
Тюменская область	1 654	16,2	150,7	11,7	1718	-12	12,4	77
Смоленская область	2 623	16,4	151,3	8	1383	-2,7	7	26
Пензенская область	1 902	17,5	153,5	10	1192	-4,3	8,1	27
Воронежская область	2 237	8	195,7	6,1	1709	-2,1	15,5	26
Вологодская область	1 386	11,1	185,4	6,3	1792	-5,3	9,4	11
Тамбовская область	2 132	20,4	162,2	15,9	1047	-3,3	5,4	28
Тверская область	1 845	20,5	163,5	12,1	1914	-3,4	11,2	28
Ростовская область	2 463	9,9	157,2	15	2415	1	15,5	28
Архангельская область	1 790	11,2	137,4	14	1785	-7	23,6	24
Омская область	1 952	12,7	159,1	10,1	2877	-9,4	17,9	52
Курганская область	2 196	17,3	169,6	20,8	1162	-8,1	6,5	37
Республика Татарстан	1 809	6,3	270,9*	8	3116	-5,8	77,4	45

Ставропольский край	2 471	10,4	165	24,1	1376	1,9	7,2	22
Ленинградская область	2 167	13,2	161,6	12	3038	-3,2	18	45
Республика Башкортостан	2 125	15,5	154,3	9,2	4101	-6,9	35,9	64
Самарская область	1 896	8,5	146,3	14,8	3031	-5,5	51,1	48
Удмуртская Республика	2 035	12	107,6	32,5	2285	-6,9	15,8	36
Краснодарский край	2 603	12	165	19,3	3668	5,3	11,4	16
Челябинская область	838	14,3	157,6	29,9	5957	-7,4	42	24
г. Санкт-Петербург	1 818	8,7	149,6	45,1	4475	-3,2	61,1	29
Свердловская область	1 069	14,9	169,7	13,5	7712	-7,8	53	46
Ульяновская область	1 907	9,5	165,4	62,8	1440	-6,5	12,5	36
Чувашская Республика	1 771	10,4	151,5	52,7	954	-5,6	10,1	36
Оренбургская область	1 784	11,9	160,1	39,9	2332	-6,4	14,8	67
Владимирская область	2 465	12,1	160	57,4	2124	-4,2	10,3	20
Иркутская область	1 322	13	157,5	36	3772	-10,8	43,5	48
Новосибирская область	1 564	16	158,9	43,6	3708	-9	34,8	37
г. Севастополь	2 352	16,1	168,2	92,3	637	4	1	
Республика Крым	2 300	17,3	167,4	48,1	1985	4	3,2	9
Волгоградская область	2 009	19,6	163,1	19,2	2331	-1,4	13,1	49
Липецкая область	2 058	24,9	162,2	20,4	2305	-3,3	12	16
Камчатский край	3 805	21	149,9	45,3	818	-3,3	3,9	28
Республика Карелия	2 461	6,1	178,4	31,4	1958	-5,3	7,5	29
Новгородская область	2 168	12,8	171,3	32,9	951	-3,1	4,8	30
Московская область	2 264	9,5	182	42,7	10988	-2,8	81,6	20
Брянская область	2 514	11,3	183,1	26,8	1303	-1,9	4,1	0
Красноярский край	1 659	17	239,8*	36,8	4880	-9	46,3	39
Забайкальский край	1 442	17,3	186,1	26,1	2249	-14,6	11	28
Республика Саха (Якутия)	1 892	19,8	177,2	12,1	3771	-28,9	19	30
Кемеровская область	1 098	17,5	210,3*	12,3	3937	-9,2	34,5	43
Курская область	1 928	19,1	219,2*	30,2	1124	-2,3	6,6	36
Алтайский край	1 992	23,2	181,1	14,4	2960	-8,3	16,8	42

Томская область	2 108	24,4	246,3*	21,4	1583	-10,5	10	50
Хабаровский край	1 847	25,1	212,5*	29,2	2137	-11,1	24,9	44
Приморский край	2 434	19,6	185	41,5	2299	-4,7	14,7	33
Республика Бурятия	1 934	19,6	210,1*	49,4	1687	-13	6,1	46

Источник: ЕМИСС, 1-ТЕП, 4-ТЭР, Минэнерго

*ошибочные значения УРУТ, связанные со спецификой учета в регионах

**данные за 2018 г.

Цветовая заливка демонстрирует дифференциацию технико-экономических, производственных показателей, погодных условий и сложившихся тарифов по регионам страны, а в первом столбце некоторая группировка регионов, которая носит демонстрационный характер.