

Теплоснабжение в России: текущая ситуация и проблемы инвестиционного развития¹

В.В. СЕМИКАШЕВ, кандидат экономических наук, Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Москва. E-mail: vv_semikashhev@mail.ru

Аннотация. В статье дана качественная и количественная характеристика текущего состояния сферы теплоснабжения в России. Проанализированы производственные мощности (оценена доля теплофикационной выработки и структура производства по разным источникам тепла) и состояние тепловых сетей; система ценообразования, трехуровневая структура по управлению сектором. Рассмотрены два механизма инвестиций по модернизации систем централизованного теплоснабжения: концессии и введение ценовых зон (ценообразование по методу альтернативной котельной). Последовательно построены согласованные между собой балансы производства и потребления тепловой энергии в стране, оценка потребляемого топлива и финансовый баланс отрасли с учетом существующих проблем и ограничений в статистических формах. Показана динамика изменения структур потребления и производства тепла в системах централизованного теплоснабжения. Сформулированы проблемы, без решения которых развитие сектора столкнется с серьезными рисками.

Ключевые слова: централизованное теплоснабжение; СЦТ; тепловые сети; тарифы на тепло; альтернативная котельная; концессии; ценовая зона теплоснабжения; баланс тепла; финансовый баланс; инвестиции

Климатические условия на территории России повсеместно требуют отопления жилого, общественного и производственного фондов. При этом региональное разнообразие температурных режимов существенно отличает нашу страну от большинства остальных государств. Так, диапазон средних температур самой холодной пятидневки года, по которой определяется мощность теплоснабжающих установок, составляет от $-14\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Дагестан) до $-54\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Якутия). Длительность отопительного периода, которая прямо влияет на показатели работы теплоснабжающих систем, различается по отдельным регионам от 5 мес. (Дагестан, Адыгея) до 10 мес. в году (Коми). Средняя температура в отопительный период варьирует от $+2,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Дагестан) до $-20,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Якутия). Большое различие климатических условий делает необходимым

¹ Все данные статистики, если не указано другое, взяты из отчетов Минэнерго России о состоянии теплоснабжения (автор – один из разработчиков этих отчетов), первичные данные – статистические формы Росстата.

иметь системы теплоснабжения, адекватные разнообразным конкретным требованиям к обеспечению теплом².

Плотность тепловой нагрузки (плотность расселения и близость производственных предприятий) и продолжительность отопительного периода на значительной территории страны определяют экономичность и конкурентоспособность централизованного теплоснабжения с комбинированием различных источников производства тепла. Так, в работе Е. Г. Гашо и В. К. Ковылова [Гашо, Ковылов, 2006] показано, что системы централизованного теплоснабжения выгодны на большей части страны, а граница перехода к автономному теплоснабжению проходит на уровне Ростовской области и Краснодарского края.

В теплоснабжении и электроэнергетике в год сжигается около 380 млн т у.т., из которых $\frac{3}{4}$ потребляют ТЭЦ (электростанции, производящие и электроэнергию, и тепло) и $\frac{1}{4}$ – котельные, работающие только на тепловом рынке. На ТЭЦ приходится 50% от совокупной выработки электроэнергии и 35–40% от выработки тепла в централизованном сегменте.

Вышеназванные аспекты определяют актуальность исследований по тематике теплоснабжения с акцентом на централизованный сегмент и значимость этого сектора для российской экономики и жизнедеятельности страны. Кроме того, в последние 5–10 лет в этом секторе возникли новые явления, которые создают возможности для инвестиционного развития – были запущены механизмы концессии и ценовых зон.

Организационное устройство и характеристика централизованного теплоснабжения в России

В России теплоснабжение включает два сегмента. Первый – централизованное теплоснабжение, состоящее из множества разнообразных систем централизованного теплоснабжения (СЦТ), которое подвержено учету в официальной статистике. Этот сегмент регулируется государством, за него отвечают органы власти разных уровней. Централизованное теплоснабжение обеспечивает от $\frac{2}{3}$ до $\frac{3}{4}$ потребности страны в тепле.

Второй сегмент – децентрализованное теплоснабжение, которое организуется потребителями самостоятельно и не учитывается

² Цитата из работы [Некрасов и др., 2011. С. 30].

(или слабо учитывается) в статистической отчетности. Размеры сегмента можно косвенно оценить по объемам потребляемого топлива. В основном в него входят частные дома населения с автономным теплоснабжением, а в производственном секторе – промышленные котельные и ТЭЦ, которые не связаны с тепловыми сетями, снабжающими население.

Генерирующие источники

В России действует около 450–500 крупных тепловых электростанций³, которые в 2017 г. произвели 590 млн Гкал, или 45% тепловой энергии в централизованном сегменте. В форме Росстата 6-ТП приводится структура отпуска тепла от ТЭЦ в разрезе типов оборудования: от турбин, пиковых водогрейных котельных (ПВК) и редуционно-охладительных установок (РОУ). К теплофикационной выработке (когенерации) можно отнести отпуск тепла только от турбин, тогда как отпуск от ПВК и РОУ таким не является. По состоянию на 2017 г. в целом по России на теплофикационные отборы турбин ТЭЦ приходится 84,6% отпуска тепла (остальное отпускается от котлов)⁴. По федеральным округам этот показатель варьирует от 78% до 92%. Наименьшая доля отпуска от турбин в ЦФО и УФО – 83% и 78% соответственно.

Еще 10 млн Гкал отпускается ТЭЦ, работающим в режиме котельных, без выработки электроэнергии. Таким образом, *теплофикационная* выработка тепла в России составляет 490 млн Гкал, или 39% от всей выработки тепла в централизованном сегменте.

Еще одна часть производственных мощностей в теплоснабжении – котельные. По данным формы 1-ТЕП, всего насчитывается 75 тыс. отопительных котельных совокупной мощностью 592 тыс. Гкал/ч. В том числе 3,3 тыс. из них имеют мощность 20 Гкал/ч и выше и около 71,5 тыс. – мощность до 20 Гкал/ч; 60% котельных обеспечивают городские поселения, а 40% – сельские населенные пункты. К централизованному сегменту

³ Так, по данным [Башмаков, 2004], в середине 2000-х гг. функционировало 485 единиц вместе с промышленными ТЭЦ. С тех пор было построено несколько ТЭЦ в энергосистеме и на промпредприятиях, а ряд ТЭЦ были закрыты или исключены из единой энергосистемы.

⁴ Отметим, что только 40% электроэнергии, отпущенной от ТЭЦ, вырабатывается в комбинированном режиме.

относятся котельные мощностью более 20 Гкал/ч. Они производят 668 млн Гкал тепловой энергии, или 80% от всей энергии отопительных котельных.

Кроме того, существуют еще несколько десятков ТЭЦ и несколько тысяч котельных разной мощности, которые относятся к внутренним цехам промышленных производств. Они не связаны с внешними тепловыми сетями и не учитываются в статистике. Их производство тепла можно оценить косвенно – через отнесение потребления топлива на нужды теплоснабжения.

В среднем по Российской Федерации коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) тепловой мощности источников теплоснабжения в отопительный период составляет около 30%. Он чуть выше у электростанций – 35%, ниже у городских котельных – 29%, а у котельных в сельской местности находится на уровне 17%-18%. В теплое время года в среднем по России КИУМ тепловой мощности составляет 17%. Такая низкая загрузка является следствием того, что большая часть систем централизованного теплоснабжения за 30 лет реформ так и не перестроилась с режимов работы и использования оборудования советских времен. При значительно сократившемся спросе и изменившихся графиках нагрузки не произошло сокращения мощности агрегатов или перестройки структуры загружаемых мощностей.

Географически наибольший объем производства тепла по всем источникам в России приходится на долю Центрального федерального округа – 25% всей вырабатываемой в стране теплоэнергии. В структуре производства в округе 61% занимают котельные, а 39% – электростанции (табл. 1). Второй по объемам производства – Приволжский федеральный округ – 24% от общероссийской выработки. Здесь в отпуске тепла доминируют электростанции (53%). Похожая структура в Сибири (20% от общероссийского производства тепла) и на Урале. Доли электростанций в них составляют 53% и 52% соответственно. Достаточно большой объем тепла производится в Северо-Западном федеральном округе – 13% от общероссийского объема. Здесь, как и в центре, преобладают котельные – 55,4%, против 44,4% у электростанций. На Дальнем Востоке (5% от общероссийского объема централизованного тепла) доля электростанций в балансе составляет всего 39,5%, котельные обеспечивают

59,2% объема тепла, электробойлерные – 1,3% (самый высокий уровень по округам).

В Южном и Северо-Кавказском федеральных округах производится 3% и 1% общероссийского тепла в СЦТ соответственно. В Южном – расклад 54% на 46% в пользу котельных, а в Северо-Кавказском – соответственно 71% и 29%.

Таблица 1. Структура производства тепла по федеральным округам по типам источников в 2017 г., млн Гкал

Федеральный округ	Производство тепла в СЦТ, всего	Электростанции* (6-ТП)	Котельные мощностью 20 Гкал и выше (1-ТЕП)	Другие источники (электробойлерные) (4-ТЭР)
РФ	1 258,00	591,6	668,5	2,5
Небаланс между РФ и суммой ФО	-4,6			
Центральный	320,3	123,7	196,5	0,1
Северо-Западный	163,4	72,6	90,6	0,3
Южный	38,9	17,7	21,1	0
Северо-Кавказский	10,8	3,2	7,6	0
Приволжский	297,5	156,9	140,5	0,1
Уральский	139,6	72,6	66,9	0,1
Сибирский	224,5	118,3	105,2	1
Дальневосточный	67,6	26,7	40,1	0,9

Источник: формы Росстата: 1-натура, 6-ТП, 1-ТЕП, 11-ТЭР, расчеты авторов.

* – производство тепла электростанциями включает электростанции, работающие в режиме котельных

Тепловые сети

Протяженность тепловых сетей с отопительной нагрузкой составляет около 170 тыс. км в двухтрубном исчислении. При этом 74% приходится на трубопроводы диаметром до 200 мм, 16% – на диаметр 200–400 мм, остальные 10% – на диаметр более 400 мм.

Состояние тепловых сетей в подавляющем числе регионов можно охарактеризовать как бедственное. В целом по стране доля полностью изношенных труб оценивается примерно в 30% от всей протяженности теплосетей, из них 2/3 – ветхие. Ежегодная замена около 3–4 тыс. км теплосетей (или 2–2,5% в год) не позволяет ни снизить общий уровень износа, ни хотя бы сократить долю ветхих сетей.

В ряде регионов износ теплосетей превышает среднероссийский уровень. Это Владимирская, Тверская, Тульская, Астраханская, Новосибирская области (доля изношенных сетей – 42%),

Томская, Магаданская, Сахалинская области, г. Санкт-Петербург (47%), г. Севастополь (80%), республики Крым, Кабардино-Балкарская, Чувашская, Красноярский и Камчатский края, Еврейская АО.

Изношенность транспортной инфраструктуры приводит к увеличению потерь энергии. Уровень потерь в тепловых сетях (11,4% относительно совокупного отпуска), по данным формы 1-ТЕП, значительно выше, чем в балансе энергоресурсов (7–9%). В более чем 20 регионах потери превышают уровень 20%, а в трех регионах – 30%.

Впрочем, есть регионы, где уровень износа и, соответственно, потерь в сетях значительно ниже. В первую очередь Москва (всего 2% изношенных труб). А также Ненецкий АО (7%), Республика Калмыкия (6%), Карачаево-Черкесия (8%), Тыва, Саха (Якутия), Чукотский АО (по 7%). Как видно, в основном это северные регионы с небольшим населением, но хорошо обеспеченные собственными доходами. К тому же системы централизованного теплоснабжения развивались в них позже, а с бюджетным финансированием в последние 20–30 лет проблем было меньше.

Показателен случай Москвы. После слияния компаний Мосэнерго (владеет городскими ТЭЦ, входит в «Газпром энергохолдинг») и МОЭК (принадлежала Правительству Москвы, владела крупными районными котельными) была проведена модернизация тепловых сетей⁵. Полностью изношенные теплосети составляют только 2%, а уровень потерь тепла в отопительных сетях около 4–5% от отпуска⁶.

Организационная структура

Управление, контроль и ответственность за централизованное теплоснабжение распределено между федеральной, региональной и местной властями⁷.

Федеральные власти отвечают за разработку государственной политики в сфере теплоснабжения, включая правила организации и оказания услуг, принципы ценообразования, требования к схемам теплоснабжения и другие организационные вопросы,

⁵ Модернизация тепловых сетей: задачи и приоритеты. URL: https://aqua-therm.ru/articles/articles_265.html // (дата обращения: 09.07.2019).

⁶ Статформа Росстата 1-ТЕП.

⁷ Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ (ред. от 29.07.2018) «О теплоснабжении».

а также осуществляют федеральный государственный энергетический надзор и антимонопольное регулирование. На этом уровне управление отраслью распределено между Минэнерго и Минстроем РФ. Первое отвечает за организационно-технологическую политику и утверждает схемы теплоснабжения городов с населением более 500 тыс. чел. В зоне ответственности второго – системы ЖКХ с котельными и тепловыми сетями, а также экспертиза схем теплоснабжения всех остальных населенных пунктов (их принимают на уровне муниципалитетов). Однако все это регуляторная и контрольная деятельность, не подразумевающая ответственности за обеспечение теплом.

Региональные органы исполнительной власти отвечают за регулирование (установление) тарифов на тепловую энергию на «своей» территории, утверждают нормативы потерь, удельных расходов, запасов топлива для отопительного периода и инвестиционные программы и осуществляют мониторинг схем теплоснабжения городских округов с численностью населения менее чем 500 тыс. человек.

За обеспечение надежного и качественного теплоснабжения на территориях поселений, городских округов ответственны исполнительные власти муниципалитетов (и отчасти регионов). Здесь возникает значимая коллизия, которая в будущем может стать одной из важнейших проблем в сфере теплоснабжения. При закрытии ТЭЦ, обеспечивающей теплом жителей и социальную сферу того или иного города, именно муниципалитет (с помощью региона) должен обеспечить дальнейшее функционирование систем централизованного теплоснабжения. В общем случае мощности ТЭЦ при этом необходимо заменить котельными. И это может стать непосильной ношей для подавляющего большинства муниципальных (да и региональных) бюджетов.

Представляется, что в ближайшие 10–15 лет около 20–50 ТЭЦ могут быть выведены из эксплуатации из-за потери конкурентоспособности в рамках оптового рынка электроэнергии и мощности. Эксплуатирующим их компаниям может стать невыгодно содержать такие мощности, а различные механизмы субсидирования (статус вынужденной генерации на оптовом рынке, субсидии от местных или региональных властей) не рассчитаны на большое число убыточных ТЭЦ. Согласно ст. 21 федерального закона «О теплоснабжении», после заявки на вывод из эксплуатации муниципалитет должен

в течение трех лет решить вопрос с замещением мощностей ТЭЦ или выкупить эту ТЭЦ в муниципальную собственность (или найти другого собственника). Очевидно, что во многих случаях на уровне муниципалитетов или регионов решить такие задачи не получится. Особенно там, где системы централизованного теплоснабжения сильно изношены и плохая социально-экономическая ситуация.

На замещение одной ТЭЦ необходимо от 1–3 до 10–20 млрд руб., а иногда и больше. То есть речь может идти о 5–20 млрд руб. инвестиций в рамках крупного города, или 1–3 млрд руб. для небольших муниципалитетов, а в масштабах всей страны – о сотнях миллиардов. При этом нет никаких сведений о том, чтобы такие суммы были зарезервированы в бюджетах соответствующих уровней.

В крупных и средних городах, как правило, система централизованного теплоснабжения (СЦТ) состоит из ТЭЦ (могут принадлежать крупным энергетическим или промышленным компаниям), муниципальных тепловых сетей и муниципальных или других котельных. В небольших населенных пунктах СЦТ состоят из одной или нескольких котельных и сетей и обычно принадлежат муниципалитетам.

Большинство муниципалитетов (11,6 тыс.), в которых созданы системы централизованного теплоснабжения, должны разрабатывать схемы теплоснабжения [Пузаков, 2018]. Из них 39 крупнейших городов утверждают эти схемы в Минэнерго России, остальные – в органах местного самоуправления.

Ценообразование

Ценообразование в отрасли устроено по затратному методу, увеличиваясь относительно уровня предыдущего года. Тепло-снабжающие компании предоставляют свои сметы в регулирующие органы на уровне субъектов Федерации, и те в рамках предельных уровней тарифа устанавливают цену на теплоэнергию на следующий год. Как правило, в тариф заложены только текущие затраты и ремонты, включение инвестиционных затрат допускается довольно редко. Основным источником инвестиций считается амортизация, которая всегда присутствует в необходимой валовой выручке. Однако по своей природе это источник поддерживающих инвестиций, за ее счет не может осуществляться модернизации оборудования.

Такой метод тарифообразования является одной из главных проблем в отрасли и препятствует модернизации систем, даже когда это может быть выгодно владельцу или инвестору, а инвестиционный проект окупается. Ведь в случае реализации инвестпроекта снизятся затраты, и это даст повод регулятору снизить тариф. Этой проблеме посвящено много публикаций [От холода к теплу., 2004] и выступлений практиков [Хмельников, Михайлов, 2008].

От существующего метода тарификации можно уйти в тех СЦТ, которые переданы в концессию или при введении ценовой зоны теплоснабжения.

Механизм концессий

К началу 2018 г. в 72 регионах России было заключено 1831 концессионное соглашение в сфере ЖКХ с общей суммой инвестиций более 257 млрд руб. Из них средства федерального бюджета, а также региональных и муниципальных бюджетов составляют 11,6 млрд руб., или 5%. На долю теплоснабжения приходится 97,4 млрд руб., или 38% от общего объема запланированных инвестиций⁸. Крупнейшие в этой отрасли концессионные проекты представлены в таблице 2⁹.

Таблица 2. Крупнейшие концессии в сфере теплоснабжения

Концессионер	Город, регион	Инвестиции, млрд руб.
ООО «Концессии теплоснабжения»	Волгоград	29,6
ОАО «Владимирские коммунальные системы»	Владимир	8,4
ООО «Удмуртские коммунальные системы»	Ижевск	5,2
ООО «Компьюлинк ИК»	Московская область, г.о.Кашира	1,6
АО «Рубцовский Теплоэлектро Комплекс»	Алтайский край, г. Рубцовск	1,7*
ООО «Глобус»	Московская область, г. Электросталь	1,2
ЗАО «Региональная генерирующая компания № 1»	Тульская область, Ясногорский МР	0,5
ООО «Калужская энергосетевая компания»	Калужская область, г. Балабаново	0,5
ООО «Распределительная генерация»	Белокалитвинский МР, Ростовская область	0,4

Источник: данные Минстроя России.

* – по данным инвестора, реальные вложения оказались на 30–40% выше, чем указано в концессионном соглашении.

⁸ URL: <http://www.minstroyrf.ru/press/proveden-pervyy-kompleksnyy-analiz-kontsessionnykh-soglasheniy/>

⁹ URL: http://gorodsreda.ru/upload/iblock/097/kontsessii_05.04.18.pdf

В рамках концессионного соглашения по теплоснабжению в г. Волгоград, подписанного в 2016 г., предусмотрено вложение около 30 млрд руб. (до 2045 г.). Комплекс мероприятий по проекту включает: ликвидацию убыточных неэффективных котельных, реконструкцию семи существующих котельных и строительство трех новых котельных, насосных групп тепловых сетей, создание и/или реконструкцию сетей теплоснабжения и др. При этом предполагается улучшение обеспечения горячим водоснабжением жителей Волгограда, повышение качества услуг теплоснабжения. Кроме того, с переходом котельных на природный газ суммарный годовой выброс загрязняющих веществ уменьшится.

В 2012 г. во Владимире было заключено концессионное соглашение сроком на 23 года. Общий объем инвестиций составляет 8,4 млрд руб. В рамках соглашения запланирована реконструкция тепловых сетей, источников теплоснабжения. Предполагается, что реализация проекта снизит аварийность на сетях и создаст условия для нормативной замены ветхих инженерных сетей, что позволит значительно уменьшить износ коммунальной инфраструктуры и повысить качество предоставляемых услуг.

Концессия, заключенная в г. Ижевск в 2016 г. сроком на 16 лет, предусматривает вложение 5,2 млрд руб. в реконструкцию 295 км сетей теплоснабжения. Одним из результатов проекта стало уменьшение количества прорывов на теплосетях и прекращение отключений от отопления и горячего водоснабжения жилых домов и социальных объектов.

В городском округе Кашира Московской области переданы в концессию объекты теплоснабжения под строительство, модернизацию и реконструкцию генерирующих и сетевых объектов теплоснабжения в связи с замещением выводимой из эксплуатации Каширской ГРЭС. Проект запущен в 2017 г., сроки инвестиционной стадии – 2018–2020 гг. Из общего объема капитальных затрат в 1,57 млрд руб. 1 млрд руб. предоставляет Московская область, 567,6 млн руб. – концессионер.

В 2016 г. было заключено концессионное соглашение в г. Электросталь сроком на 25 лет. Инвестиции в объеме 1,2 млрд руб. направлены на модернизацию котельных, перекладку тепловых сетей, закрытие системы горячего водоснабжения и установку узлов учета. Конечная цель – уменьшение потерь

в сетях, повышение качества и надежности услуг теплоснабжения и горячего водоснабжения.

В рамках подписанного в 2017 г. в Рубцовске концессионного соглашения (срок – 15 лет, объем инвестиций – 1,7 млрд руб.) запланирована реконструкция тепловых сетей, реконструкция и модернизация малых котельных, Южной тепловой станции (подробнее см. статью Е. А. Косоговой в этом номере).

Новая модель рынка тепла – внедрение ценовых зон

Другой вариант привлечения инвестиций и ухода от затратного метода тарификации в отрасли – переход в ценовую зону теплоснабжения. На федеральном уровне разработаны механизмы новой модели рынка тепла и ценовой зоны, призванные обеспечить гарантии возврата инвестиций в проекты по модернизации производственной и сетевой инфраструктуры, включая доведение их параметров до нормативных требований, сокращение времени летних ремонтов и т.д.¹⁰ Это может привести к росту тарифов, но позволяет решить проблемы убыточности, дотационности, низкой эффективности систем централизованного теплоснабжения, а также низкого качества предоставляемых услуг.

Новая модель рынка тепла заключается в создании ценовой зоны теплоснабжения по границам муниципалитета. В этой зоне прекращается тарифное регулирование, а компания-поставщик и потребители заключают договоры по свободной цене, ограниченной сверху уровнем цены так называемой альтернативной котельной (обычно это на 30–50% выше текущих тарифов)¹¹.

При подписании соглашения о ценовой зоне устанавливается долгосрочная (на пять лет) динамика тарифа, чтобы повышение не было одномоментным. Эта динамика выше инфляции, но, как правило, ниже предельного уровня тарифа по методу альтернативной котельной – чтобы не давать повода потребителям уходить на собственную генерацию. Долгосрочный и справедливый

¹⁰ Федеральный закон от 29.07.2017 г. № 279-ФЗ «О внесении изменений в федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения». URL: <http://kremlin.ru/acts/bank/42239>

¹¹ См., например, URL: http://www.ipem.ru/files/files/research/20180827_opinion_alternative_heating.pdf, или сравнение действующих тарифов и цен альтернативной на основе калькулятора на сайте Минэнерго России URL: <https://instrument-ak.minenergo.gov.ru/>

для данной местности характер тарифообразования позволяет планировать инвестиции и гарантирует их возврат в течение разумного времени.

Соглашение о ценовой зоне заключается между органами местного самоуправления и единой теплоснабжающей организацией (ЕТО), которая и выступает инвестором по своей зоне деятельности (в крупных городах может быть несколько ЕТО – по числу СЦТ). Документ согласуется с руководством региона, Минстроем России и ФАС, затем утверждается Минэнерго России и распоряжением Правительства России.

После заключения соглашения власти уже не контролируют применяемые цены и экономику теплоснабжающих компаний, а лишь следят за выполнением условий договора и качеством теплоснабжения. В самом документе прописывается долгосрочный тариф и необходимые мероприятия, косвенно отражающие вложенные инвестиции. При этом качество теплоснабжения описывается 6–8 параметрами (снижение/отсутствие аварий, отсутствие нарушений монопольного законодательства, снижение потерь в сетях, сокращение периода отключения горячей воды, удовлетворенность потребителей и т.д.).

В настоящее время заключено четыре соглашения о переходе в ценовую зону – в городах Рубцовск и Барнаул (Алтайский край), поселке Линево (Новосибирская область), г. Ульяновске.

В Линево инвестором стала компания СибТЭК, в Ульяновске – ПАО «Т Плюс». По данным компании, ее инвестиции в развитие городского теплоснабжения составят до 7,8 млрд руб. в течение 10 лет¹².

В алтайских городах инвестор – Сибирская генерирующая компания (СГК), аффилированная с крупнейшим в стране угледобытчиком – СУЭК. Совокупные вложения в системы теплоснабжения в Рубцовске и Барнауле превысят 10 млрд руб. В настоящее время СГК прорабатывает варианты внедрения ценовых зон в ряде городов регионов присутствия. Если эти проекты реализуются, общий объем инвестиций в них может составить около 30–60 млрд руб.

¹² URL: <https://www.tplusgroup.ru/org/mordova/news/single/item/pravitelstvo-odobrilo-perekhod-uljanovska-k-alkote/>

Построение и анализ баланса производства и потребления тепловой энергии в СЦТ России

Как было отмечено, обобщенной информации о структуре производства тепловой энергии в отечественной статистике нет. В Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН традиционно составляется расчетный баланс производства и потребления тепла в системе централизованного теплоснабжения на основе различных форм отчетности и баланса энергоресурсов Росстата [Семикашев, Воронина, 2016].

Во второй половине 2000-х годов произошел переход на расчетные энергобалансы, которые сходны по структуре с энергобалансами по методологии Международного энергетического агентства, и в настоящее время по этой методике доступны данные начиная с 2005 г. для первичных (нефть, природный газ, уголь), переработанных (продукты переработки и горючие побочные энергоресурсы) и преобразованных (электроэнергия и теплоэнергия) энергоресурсов.

Балансы энергоресурсов публикуются в Российском статистическом ежегоднике (РСЕ) с лагом в два года. Так, в декабре 2018 г. был выпущен баланс за 2016 г. Электронная версия баланса энергоресурсов за 2017 г. уже доступна на сайте Росстата.

Представлены следующие стадии: производства, изменения запасов, экспорта-импорта, переработки, преобразования, потерь и потребления по основным видам экономической деятельности. Совокупное производство тепловой энергии в этих балансах совпадает с данными по производству тепла в форме 1-натура и в статсборнике «Россия в цифрах». Однако в энергобалансе данные представлены в исчислении в тоннах условного топлива (т у.т.). Для перехода к Гкал при анализе производства и потребления теплоэнергии можно использовать коэффициент теплотворной способности условного топлива и получить баланс тепла по тем же статьям, что и баланс энергоресурсов. Его недостатком является отсутствие структуры производства тепловой энергии (ТЭЦ, котельные, другие источники), а также несогласованность данных с основными формами статистической отчетности в сфере производства теплоэнергии – 1-ТЕП (котельные) и 6-ТП (электростанции). Как будет показано далее, сумма производства по основным источникам из этих форм не равна совокупному производству тепла из энергобаланса.

Еще одна проблема – различные подходы к оценкам потерь, собственных нужд и расходов топлива в разных формах, что усложняет представление единой картины баланса тепловой энергии в стране.

Баланс централизованно производимого тепла представлен в таблице 3. Ее ресурсная часть основана на данных статистических форм 6-ТП, 1-ТЕП, 11-ТЭР, а расходная – на основе энергобаланса из Российского статистического ежегодника.

Таблица 3. Баланс тепла в 2017 г., млн Гкал

Показатель	Источник	2017
РЕСУРСЫ		
ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛА В СЦТ	1-натура-БМ, РСЕ	1 258,0
Электростанции*, в том числе:	6-ТП	591,6
ТЭЦ и КЭС	6-ТП	588,2
АЭС	6-ТП	3,4
ГЕОТЭС	6-ТП	0,0
Отопительные котельные с нагрузкой 20 Гкал/ч и более	1-ТЕП	668,5
Другие источники тепла (электробойлерные)	11-ТЭР, 4-ТЭР	2,5
Небаланс между совокупным производством и суммой источников**	РСЕ – (6-ТП+1-ТЕП+4-ТЭР)	-4,6
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ		
	Источник	2017***
ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛА ОТ СЦТ	РСЕ	1 258,0
Потери тепла при производстве и транспортировке	РСЕ	92,8
Конечное потребление, в том числе:	РСЕ	1 165,2
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	РСЕ	26,3
Промышленное производство	РСЕ	541,4
Строительство	РСЕ	5,5
Транспорт и связь	РСЕ	23,5
Население	РСЕ	405,0
Прочее	РСЕ	162,7

Источники: формы Росстата: 1-натура, 6-ТП, 1-ТЕП, 11-ТЭР, Баланс энергоресурсов; Россия в цифрах 2018, расчеты авторов.

* – здесь учитывается отпуск тепла ТЭЦ, работающими в режиме котельных (около 10 млн Гкал), но не учитывается отпуск районных котельных (около 50 млн Гкал) из формы 6-ТП;

** – существует небаланс между совокупным производством тепла (1-натура) и суммой производства тепла ЭС (6-ТП) и отопительными котельными с нагрузкой 20 Гкал/ч и более (1-ТЕП). До 2017 г. их сумма меньше совокупного производства (но постепенно сокращалась). А в 2017 г. незначительно больше (на 4,6 млн Гкал, или 0,3% от совокупного производства);

*** – данные за 2017 г. опубликованы предварительно на сайте Росстата в разделе Баланс энергоресурсов.

Совокупное производство тепла представлено в форме 1-на-тура-БМ (в Гкал) и Балансе энергоресурсов в РСЕ (в т у.т.). Оно составляет 1258 млн Гкал в год.

Производство тепла на ТЭС взято из формы 6-ТП, в том числе в разрезе ТЭС, АЭС и ГеоТЭС – 591 млн Гкал, или 47% от совокупного производства.

Из формы 1-ТЕП взято производство тепла на крупных (мощностью 20 Гкал/ч и более) котельных. В эту же категорию попадают районные котельные, включенные в состав электростанций и управляемые ими же. Они производят 669 млн Гкал в год. Их доля в производстве – 53%.

Другие источники тепла (электробойлерные) произвели 2,5 млн Гкал (данные взяты из формы 4-ТЭР), что составляет 0,2%.

Кроме котельных в централизованном сегменте, есть еще большое число (около 70 тыс.) котельных мощностью до 20 гКал/ч, которые совокупно производят около 170 млн Гкал тепловой энергии, но не попадают в баланс, отраженный в таблице 3.

Наиболее подробно и согласованно Росстат представляет расходно-распределительную часть баланса тепла.

Сначала это потери при производстве и транспортировке, оцененные ведомством в 7,4% по состоянию на 2017 г. Следует отметить, что в большинстве публикаций эти потери оцениваются обычно в 1,5–2 раза выше, что, на взгляд автора, больше соответствует истине. Так, в форме 1-ТЕП потери в отопительных сетях оцениваются в 11% от общего объема, поданного в сеть. В ряде выступлений, в том числе руководства профильных министерств, указывались и большие цифры.

На конечное потребление, согласно Росстату, идет около 93% отпущенного тепла. Из них в 2017 г. 46% «ушло» в промышленное производство, чуть больше трети (35%) отпускается населению на отопление и горячее водоснабжение, по 2% приходится на сельскохозяйственные нужды и транспорт, остальное (около 14%) отнесено к прочим нуждам.

В промышленном производстве около 80% потребления теплоэнергии идёт на обрабатывающие производства, и почти по 10% остаётся на добычу полезных ископаемых и на производство и распределение электроэнергии, газа и воды. В обрабатывающих производствах наиболее теплоемкими являются производство

готовых металлических изделий, пищевых продуктов, химическое производство и некоторые другие.

В таблице 4 представлена динамика баланса производства и потребления тепловой энергии в России в 1990–2017 гг. По сравнению и с 1990 г., и с 2000 г. страна сегодня потребляет значительно меньше теплоты (на 40% и 10% соответственно). Отметим, что в середине 2000-х гг. потребление несколько выросло относительно уровня конца 1990-х гг., однако затем его сокращение возобновилось, хотя и значительно меньшими темпами.

Таблица 4. Динамика структуры баланса тепла в 1990–2017 гг., млн Гкал

Показатель	Млн Гкал			% от совокупного производства			
	1990	2000	2017	1990	2000	2017	2017/1990
ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛА В СЦТ	2076	1421	1258	100	100	100	61
Электростанции	960	633	592	46	45	47	62
Отопительные котельные с нагрузкой 20 Гкал/ч и более	1013	706	669	49	50	53	66
Электробойлерные (другие источники)	7	9	3	0	1	0	38
Небаланс	97	73	-5	5	5	0	
ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛА ОТ СЦТ	2076	1421	1258	100	100	100	61
Потери тепла при производстве и транспортировке	31	55	93	1	4	7	300
Конечное потребление, в том числе:	2045	1366	1165	99	96	93	57
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	76	41,0	26	4	3	2	34
Промышленное производство	1068	560,2	541	51	38	43	51
Строительство	42	34,1	6	2	2	0	13
Транспорт и связь	38	14,6	24	2	1	2	62
Население	485	516,9	405	23	35	32	84
Прочее	336	199,1	163	16	13	13	48

Из отраслей экономики сильнее всего сократили потребление сельское хозяйство и строительство, которые ушли в децентрализованный сегмент. В два раза меньше теперь потребляют промышленность (за счет множества факторов от сокращения производства, ухода в автономное теплоснабжение до повышения эффективности использования тепла) и прочие потребители (в том числе в этом разделе учитывается потребление

части ЖКХ). Наименее всего сократилось потребление населения – на 15% и 20% относительно 1990 г. и 2000 г.

Вслед за потреблением показатели совокупного производства централизованного тепла также падают. Однако это не приводит к перестройке структуры производства. Пропорции отпуска тепла в централизованные тепловые сети сохраняются на протяжении всего периода 1990–2017 гг. с небольшими колебаниями. Это можно трактовать как желание поставщиков энергии сохранять избыточные мощности, по возможности равномерно их загружая, а не конкурировать за потребителя, предлагая более качественную и дешевую энергию.

Расход топлива

Несмотря на большие объемы потребления топливно-энергетических ресурсов в сфере теплоснабжения, надежного учета потребляемого отрасли топлива не ведется. Его можно оценить исходя из структуры производства тепловой энергии и удельных расходов топлива по разным источникам генерации. При таком подходе расход топлива на производство централизованного тепла в России оценивается в размере 180–190 млн т у.т. Однако эта цифра скорее всего занижена, поскольку не учитывает малые котельные (до 20 Гкал/ч), а также часть промышленных котельных и ТЭЦ.

В целом в стране преобладает использование газового топлива, его доля составляет 75%; твердого топлива – 20%; на жидкое и прочие виды топлива приходится 2% и 3% соответственно. При этом структура потребления топлива имеет принципиальные территориальные различия. Так, в Сибири и на Дальнем Востоке преимущественно используется каменный уголь, в других федеральных округах – природный газ.

Удельный расход условного топлива (УРУТ) на отпущенную тепловую энергию в среднем по России составляет 161,2 кг у.т./Гкал¹³. Понятно, что у разных теплоисточников этот показатель различается. Так, УРУТ на отпущенную тепловую энергию от электростанций составляет в среднем 153,6 кг у.т./Гкал, от котельных – 169,9 кг у.т./Гкал. В сегменте котельных мощностью до 20 Гкал/ч и котельных в сельской местности средние удельные

¹³ Доклад о состоянии сферы теплоэнергетики и теплоснабжения в Российской Федерации за 2015–2016 годы. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/10850> (дата обращения: 20.08.2019).

расходы доходят до 180–190 кг у.т./Гкал (в целом по стране это эквивалентно потреблению еще 30 млн т у.т. топлива на цели теплоснабжения).

Экономика и финансовый баланс отрасли

Цены и тарифы

Средняя цена (тариф) на тепло в России в 2017 г. составила 1241 руб./Гкал, что определяет выручку сектора на уровне 1,5 трлн руб.

При этом средняя цена на тепло, производимое ТЭЦ (около 1000 руб./Гкал), значительно ниже, чем у котельных (1800 руб./Гкал). Это объясняется меньшим удельным расходом топлива (за счет того, что ТЭЦ производят в комбинированном режиме тепло и электроэнергию – расход топлива на каждый вид энергии на 30–40% ниже, чем при раздельном производстве), большей загрузкой мощностей ТЭЦ и меньшими удельными затратами из-за большей единичной мощности по сравнению с котельными.

Финансовый баланс отрасли

Выручка сектора централизованного теплоснабжения в 2017 г. составила 1,6 трлн руб. Это ниже совокупных затрат примерно на 100–150 млрд руб. (табл. 5). Вообще, убыточность на уровне 7–10% от выручки в секторе – стабильное явление уже в течение многих лет. Основные убытки сосредоточены в сегменте котельных и распределительных сетях. Представляется, что большая их часть объясняется использованием старого оборудования и неэффективных режимов работы (недозагрузка оборудования из-за снижения отпуска тепла в СТП), отсутствия современных технологий. Также нельзя исключать фактор воровства и заинтересованности в убыточности менеджмента. Так, в России очень распространены случаи, когда все основное имущество тепло-системы находится на балансе муниципалитета, а унитарное предприятие пользуется им лишь на условиях хозяйственного ведения. Такие предприятия регулярно банкротятся, а их долги списываются.

Расходы на топливо составляют около 50% всех расходов. Остальное – прочее, оплата труда и амортизация, которая сегодня является основным источником инвестиций. За 2017 г. амортизация составила лишь около 100 млрд руб. Отметим, что при этом

Минэнерго оценивает необходимый для модернизации сектора объем инвестиций в 2–2,5 трлн руб.¹⁴

Таблица 5. Финансовый баланс сектора централизованного теплоснабжения в 2017 г., млрд руб.

Выручка	1 621
Убыток	-125
Итого себестоимость	1 746
Расходы на топливо	835
Оплата труда (с отчислениями)	369
Прочие операционные расходы	441
Амортизация	101

Источник: расчеты автора по данным табл. 2, оценки расхода топлива и формы Росстата 1-предприятие.

Анализ инвестиционной деятельности

В таблице 6 показаны инвестиции в основной капитал в целом по сектору централизованного теплоснабжения и по ключевым его сегментам. В 2017 г. общий объем вложенных средств составил 116 млрд руб., это около 0,9% от совокупных инвестиций в экономике России и гораздо ниже доли сектора в совокупной выручке экономики (1,1%). В течение последних лет ежегодная сумма инвестиций держалась на уровне 100–120 млрд руб., без тенденции к значительному росту (инвестиции сократились на фоне кризисных явлений в экономике в 2014–2015 гг. и восстановились к 2017 г.).

Таблица 6. Инвестиции в основной капитал в сфере централизованного теплоснабжения в 2017 г., млрд руб.

Показатель	Млрд руб.	%
Производство, передача и распределение тепловой энергии, всего	116,2	100
Производство тепловой энергии, в том числе:	80,1	69
ТЭС	25,3	22
прочими электростанциями и промышленными блок-станциями	0,3	0
котельными	54,6	47
Передача тепловой энергии	23,3	20
Распределение тепловой энергии	8,6	7
Деятельность по обеспечению работоспособности котельных	1,5	1
Деятельность по обеспечению работоспособности тепловых сетей	2,0	2
Торговля тепловой энергией	0,7	1

Источник табл. 6,7: Росстат: Форма статистического учета – П-2 (инвест).

¹⁴ URL: <https://www.vedomosti.ru/partner/articles/2017/05/24/691270-otoplenie-20>

Инвестиции в производство тепловой энергии составили 80 млрд руб., в том числе почти 55 млрд руб. в котельные и 25 млрд – в электростанции. Еще 23 млрд руб., или 20% всех вложений сектора, приходится на передачу энергии. В распределительные внутриквартальные сети было направлено всего 7%.

В структуре источников инвестиционных средств за 2017 г. (табл. 7) в целом по сектору доминируют собственные средства. Среди них основную роль играет амортизация. При этом в сегменте распределения (внутриквартальные тепловые сети) более 50% составляют привлеченные средства (главным образом бюджетные). В других сегментах их доля колеблется от 20 до 37%.

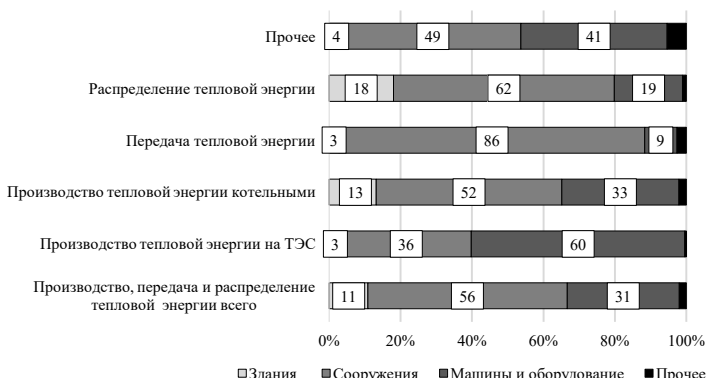
Таблица 7. Источники инвестиций в основной капитал в централизованном теплоснабжении, %

Средства	Производство, передача и распределение тепловой энергии, всего	Производство тепла ТЭС	Производство тепла котельными	Передача	Распределение	Прочее (сервис и сбыт)
Собственные	77	80	80	80	44	63
Привлеченные	23	20	20	20	56	37
В том числе:						
кредиты банков	3	4	4	0	9	-
заемные других организаций	6	13	5	2	0	-
бюджетные	12	2	9	15	45	29
вышестоящих организаций	0	0	0	0	0	0
Прочие	2	1	3	3	2	-
Итого	100	100	100	100	100	100

За 2017 г. бюджетные средства в инвестициях в целом по сектору составили около 14 млрд руб. (чуть более 10% от их общего объема). Большую часть из них предоставили субъекты Федерации.

Видовая структура инвестиций по направлениям инвестирования в централизованном теплоснабжении в целом и по сегментам за 2017 г. представлена на рисунке.

В общем объеме инвестиций в централизованном теплоснабжении доминируют капитальные вложения в сооружения, машины и оборудование (в общей сложности 81–96% всех инвестиций).



Видовая структура инвестиций в централизованное теплоснабжение в 2017 г., %

В сегменте производства тепловой энергии на ТЭС доминируют инвестиции в машины и оборудование – 60%. Во всех остальных сегментах преобладают сооружения.

Заключение

Несмотря на явное неблагополучие в секторе централизованного теплоснабжения (сокращение спроса, хроническая убыточность, высокий износ основных фондов, неэффективное тарифное регулирование, низкий уровень инвестиций и новых технологий), в последние годы появились условия для инвестиционного развития теплоснабжения. Основная причина этого – такое соотношение между действующими тарифами/ценами, потенциалом инвестирования и «стоимостью» инвестиций, которое позволяет осуществлять и окупать инвестиционные проекты.

Другим негативным рамочным условием функционирования локальных рынков тепла является неблагополучно выстроенное участие ТЭЦ в оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) (см. [Воропай и др., 2017]). Правила ОРЭМ приводят к убыточности ТЭЦ за счет щедро оплачиваемых проектов ДПМ¹⁵ и гидро- и атомной генерации.

¹⁵ ДПМ – договор на предоставление мощности. Механизм гарантирования окупаемости инвестиций в электроэнергетике за счет повышенных платежей за мощность в пользу новых проектов.

Если не рассматривать взаимодействие с рынком электроэнергии, главными, на взгляд автора, препоны для увеличения инвестиций в централизованном теплоснабжении являются 1) регулирование тарифов по затратному методу и 2) отсутствие механизмов и стимулов для инвесторов. Описанные механизмы передачи в концессию и введение ценовых зон позволяют обойти эти препоны и создают условия для привлечения инвестиций в отрасль. Таким образом, в ближайшие годы можно ожидать роста инвестиций, причем по большей части – в проекты по модернизации систем централизованного теплоснабжения, а не ремонтов или строительства новых котельных и тепловых сетей, как в предыдущий период. Для увеличения эффекта от новых механизмов, с одной стороны, администрациям муниципалитетов и регионов необходимо прорабатывать варианты сокращения рисков для инвесторов, а с другой – обеспечить качественную экспертизу проектов и контроль выполнения обязательств инвесторов.

Однако названные механизмы имеют и недостатки. Метод альткотельной по своей сути является затратным. Он может приводить к завышению инвестиций и (или) излишнему росту тарифов (см. [Стенников, 2014; Стенников, Пеньковский, 2019]), особенно в системах с большой долей отпуска тепла от ТЭЦ (напомним, что тарифы на тепло от ТЭЦ в 1,5 раза и более ниже, чем цены на тепло от котельных). Для ряда регионов тарифы альткотельной являются социально неприемлемыми [Найден, Демина, 2019], а для небольших муниципалитетов с изношенными системами теплоснабжения и сокращающимся населением по такой схеме вряд ли будет возможно найти инвестора.

Концессионные соглашения хотя и отходят от затратного принципа тарифообразования, но редко предполагают коренную модернизацию СЦТ, то есть рост эффективности и окупаемость инвестиций обеспечиваются по скромному сценарию, а ситуация консервируется на период концессионного соглашения – 10–20 лет.

Поэтому повсеместное распространение этих методов по территории страны не должно стать догмой, а метод альткотельной не следует рассматривать как единственный вариант модернизации СЦТ, о чем было сказано на заседании рабочей

группы Госсовета РФ по направлению «Энергетика»¹⁶. Необходимо искать и прорабатывать также другие варианты, учитывающие разнообразие условий функционирования систем централизованного теплоснабжения в России, а также – при дальнейшем реформировании или изменении оптового рынка электроэнергии и мощности – создавать условия для наибольшей загрузки ТЭЦ.

Литература

Башмаков И. А. Будущее ТЭЦ в России // *Новости теплоснабжения*. 2004. № 01 (41), январь 2004.

Воропай Н. И., Паламарчук С. И., Стенников В. А. Рынки электрической и тепловой энергии: проблемы, вызовы, тенденции // *Экономические проблемы энергетического комплекса (Семинар А. С. Некрасова) – 2017. Материалы конференции / М. ИНП РАН*. 2017.

Гашио Е. Г., Ковылов В. К. Системы жизнеобеспечения городов как отражение их территориальной организации // *Вестник Московского университета. Серия 5: География*. 2006. № 3. С. 27–33.

Найден С. Н., Дёмина О. В. Реформа теплоснабжения: последствия для дальневосточных потребителей // *ЭКО*. 2019. № 3.

Некрасов А. С., Синяк Ю. В., Воронина С. А., Семикашев В. В. Современное состояние теплоснабжения России // *Проблемы прогнозирования* 2011. № 1. С. 30–43.

От холода к теплу // МЭА. Париж. 2004.

Пузаков В. С. Анализ разработки, утверждения, актуализации и реализации Схема теплоснабжения городов и поселений // *Новости теплоснабжения*. 2018. № 2 (210).

Семикашев В. В., Воронина С. А. Методика построения баланса производства и потребления тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения России // *Научные труды ИНП РАН*, 2016.

Стенников В. А. «Альтернативная котельная» – путь в никуда для теплоснабжения // *Новости теплоснабжения*. 2014. № 7 (167).

Стенников В. А., Пеньковский А. В. Теплоснабжение потребителей в условиях рынка: современное состояние и тенденции развития // *ЭКО*. 2019. № 3. С. 8–20.

Хмельников Б. В., Михайлов П. Д. Методические подходы и региональная практика установления надбавок к тарифам на товары и услуги организаций теплоснабжения // *Новости теплоснабжения*. 2008. № 3 (91).

Статья поступила 13.08.2019.

¹⁶ URL: <http://kuzpress.ru/city/28-05-2019/67841.html>

Для цитирования: Семикашев В.В. Теплоснабжение в России: текущая ситуация и проблемы инвестиционного развития// ЭКО. 2019. № 9. С. 23-47. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-23-47.

Summary

Semikashov, V.V., Cand. Sci. (Econ.), Institute for Economic Forecasting, RAS, Moscow

Heat Supply in Russia: Current State and Problems of Investment Development

Abstract. The article gives a qualitative and quantitative description of the current state of heat supply sector in Russia. Production capacities and heating networks are analyzed (the share of cogeneration and structure by type of heat producers). Pricing system and three-level structure of the sector management are also in focus. Two investment mechanisms for modernization of central heating systems are considered: concessions and price zones (pricing by the method of alternative heat plant).

Consistently coordinated balances of production and consumption of heat energy, an estimate of consumed fuel, and the financial balance of the industry have been consistently built. The difference dynamics of changes in patterns of consumption and heat production in DHS is shown. In the end we describe problems to be resolved for successful development of the sector.

Keywords: District heating; District heating system; CHP; heating networks; heat prices; concessions; heat supply price zone; balance of heat energy; financial balance of heat supply industry; investments

References

Bashmakov, I. A. (2004). Future of CHP plants in Russia. *Novosti teplosnabzheniya*. No. 1. (In Russ.). Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3842 (accessed 20.08.2018).

Voropai, N.I., Palamarchuk, S.I., Stennikov, V.A. (2017). Electric and heat energy markets: problems, challenges, trends. *Ehkonomicheskie problemy ehnergeticheskogo kompleksa (Seminar A.S. NekrasovA) – 2017. Materialy konferentsii*. Moscow. INP RAN Publ. Pp. 182–202. (In Russ.). Available at: <https://ecfor.ru/wp-content/uploads/2017/11/inp-ran-sbornik-po-energetike-24.10.2017-final.pdf> (accessed 20.08.2018).

Gasho, E.G., Kovylov, V.K. (2006). Life support systems of cities as a reflection of their territorial organization. *Vestnik Moskovskogo universiteta*. Seriya 5: Geografiya.. No. 3. Pp. 27–33. (In Russ.).

Naiden, S.N., Demina, O.V. (2019). Heat Supply Reform: Implications for consumers of Far East. *ECO*. No. 3. Pp. 21–36. (In Russ.).

Nekrasov, A.S., Sinyak, Yu.V., Voronina, S.A., Semikashov, V.V.(2011). State-of-the-art of Russia's heat supply systems. *Studies on Russian Economic Development*. No. 22(1). Pp. 20–30.

Improving District Heating Policy in Transition Economies. (2004). Paris. IEA.

Puzakov, V.S. (2018). Analysis of the development, approval, updating and implementation of heat supply schemes of cities and settlements. *Novosti*

teplosnabzheniya. No. 2. (In Russ.) Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=4073 (accessed 20.08.2018).

Semikashov, V.V., Voronina, S.A. (2016). Methodology of the balance of heat energy in the district heating systems in Russia. *Nauchnye trudy INP RAN* Pp. 343–356. (In Russ.). Available at: <https://ecfor.ru/publication/18-semikashov-metodika-postroeniya-balansa-proizvodstva/> (accessed 20.08.2018).

Stennikov, V.A. (2014). “Alternative boiler room” – a way to nowhere for heat supplying. *Novosti teplosnabzheniya*. No. 7 (167), (In Russ.) Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3265 (accessed 20.08.2018).

Stennikov, V. A., Pen'kovskii, A.V. (2019). Heat supply to consumers in a market: current status and development trends. *ECO*. No. 3. Pp. 8–20. (In Russ.).

Khmel'nikov, B.V., Mikhailov, P.D. (2008). Methodological approaches and regional practice of establishing premiums on tariffs for goods and services of heat supply organizations. *Novosti teplosnabzheniya*. No.3. (In Russ.). Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2545 (accessed 20.08.2018).

For citation: Semikashov, V.V. (2019). Heat Supply in Russia: Current State and Problems of Investment Development. *ECO*. No. 9. Pp. 23-47. (In Russ.). DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-23-47.