

И. А. Башмаков

Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения в России и за рубежом

1.1. Современное состояние теплоснабжения в России

На долю тепловой энергия приходится 35% всего конечного потребления энергии в России. В 2006 г. тепло занимало первое по значимости место в структуре потребления энергоносителей в промышленности (31% против 21% для электроэнергии) и населения (50% против 36% для природного газа и 10% для электроэнергии) и сфере услуг (60% против 19% для электроэнергии).

За 100 лет развития российская система теплоснабжения стала самой большой в мире. В 2003 г. Россия отметила 100-летний юбилей теплофикации и централизованного теплоснабжения. Система теплоснабжения страны состоит из примерно 50 тыс. локальных систем теплоснабжения обслуживаемых 17 тыс. предприятий теплоснабжения (см. табл. 1.1). В составе источников тепловой энергии 497 ТЭЦ (из них 244 ТЭЦ общего пользования и 253 ТЭЦ промышленных предприятий); 705 котельных мощностью свыше 100 Гкал/час; 2847 котельных мощностью от 20 до 100 Гкал/час; 14358 котельных мощностью от 3 до 20 Гкал/час; 48075 котельных мощностью до 3 Гкал/час, а также более 12 миллионов индивидуальных тепловых установок. Тепло от этих источников передается по тепловым сетям протяженностью 176,5 тыс. км (в двухтрубном исчислении¹), с общей площадью поверхности около 180 км² для примерно 44 млн. абонентов. Централизованным теплоснабжением для нужд отопления обеспечены 80% жилищного фонда России (91% в городах и 52% - в сельской местности), а горячей водой из систем централизованного теплоснабжения – 63% населения России (79% в городах и 22% - в сельской местности).

В 2006 г. в системах централизованного теплоснабжения было произведено 1645 млн. Гкал тепловой энергии. На электростанциях было выработано 642 млн. Гкал, на котельных – 910 млн. Гкал, на теплоутилизационных и прочих установках – 93 млн. Гкал. Еще примерно 411 млн. Гкал было выработано на индивидуальных теплогенераторах.

На долю России в 2005 г. приходится 44% мирового централизованного производства тепловой энергии². Ни одна страна в мире по масштабам централизованного теплоснабжения не может сравниться с Россией. Потребление тепловой энергии только в г. Москве превышает ее суммарное потребление в Голландии и Швеции вместе взятых, а потребление тепла в г. Санкт-Петербурге выше, чем в таких странах-законодателях моды в системах теплоснабжения как Финляндия или Дания.

¹ Это в 5,5 раза больше, чем в США. См. National CHP Roadmap. Doubling combined heat and power capacity in the United States by 2010. US Combined heat and power association. March 2001.

² OECD/IEA. 2007/ Energy Balances of non-OECD countries. 2004-2005.

Таблица 1.1. Основные характеристики систем теплоснабжения России в 2000 г. и 2006 г.

Показатели	Единицы измерения	2000	2006
Число изолированных систем теплоснабжения	тысяч	около 50	
Число предприятий теплоснабжения	единиц	21368	17183
Число абонентов предприятий теплоснабжения	миллионов	около 44	
Число источников теплоснабжения			
ТЭЦ общего пользования	единиц	242	244
ТЭЦ промышленных предприятий	единиц	245	253
Котельных	единиц	67913	65985*
из них мощностью менее 3 Гкал/час	единиц	47206	48075
мощностью от 3 до 20 Гкал/час	единиц	16721	14358
Индивидуальных теплогенераторов	миллионов	более 12	
Число установленных котлов на котельных	единиц	192216	179023
Мощность котельных	Гкал/час	664862	619984
Число ЦТП	единиц		22806
Протяженность тепловых сетей	км	183545	176514
диаметром до 200 мм	км	141673	131717
диаметром от 200 до 400 мм	км	28959	28001
диаметром от 400 до 600 мм	км	10558	10156
диаметром свыше 600 мм	км	5396	6640
Объем произведенной тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения (мощностью более 20 Гкал/час)	млн. Гкал	1430	1446
Объем произведенной тепловой энергии в системах теплоснабжения мощностью менее 20 Гкал/час	млн. Гкал	220	192
Объем произведенной тепловой энергии на индивидуальных теплогенераторах	млн. Гкал	358	402
Объем произведенной тепловой энергии на теплоутилизационных и прочих установках	млн. Гкал	67	81
Полезный отпуск тепловой энергии без инд. установок	млн. Гкал	1651	1638
Средний тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	195	470
Объем реализации тепловой энергии	млрд. руб.	322	770
Доля жилого фонда, оснащенного централизованным теплоснабжением	%	73	80
Доля жилого фонда, оснащенного централизованным горячим водоснабжением	%	59	63
Доля топлива, используемого на производство тепловой энергии от суммарного потребления топлива	%	37	33
Доля природного газа, используемого на производство тепловой энергии от суммарного его потребления	%	42	41
Средний КПД котельных	%	80	78
Средний КПИТ на электростанциях	%	58	57
Потери в тепловых сетях, включая неучтенные	млн. Гкал	227	244
Доля потерь в тепловых сетях	%	13-15	14-17
Доля тепловых сетей, нуждающихся в замене	%	16	25
Аварийность на источниках теплоснабжения и тепловых сетях	число аварий	107539	22592
Технический потенциал повышения эффективности использования и транспортировки тепловой энергии	млн. Гкал	840	
Фактические расходы на мероприятия по повышению * энергоэффективности на источниках теплоснабжения	млрд. руб.	н/д	9,5

* По данным формы 1-зима в России насчитывается более 80 тыс. котельных.

Источники: Формы статистической отчетности 11-ТЭР, 1-ТЕП, 6-ТП за 2000-2006 гг. и оценки ЦЭНЭФ

На производство тепловой энергии для систем централизованного теплоснабжения в 2006 г. израсходовано 279 млн. тут., или 29% всего потребления первичной энергии в России в 2006 г. На производство тепла на централизованных источниках и индивидуальных теплогенерирующих установках в 2006 г. использовано около 320 млн. тут., или 33% всего потребления энергии. На производство тепловой энергии на централизованных источниках и индивидуальных установках в 2006 г. израсходовано 218 млн. тут, что на 60% превышает расход газа на производство электроэнергии.

Все региональные рынки тепловой энергии можно разделить на четыре основных категории: сверхкрупные – 15 городов с потреблением тепловой энергии более 10 млн. Гкал. в год; крупные рынки – 44 города с потреблением от 2 до 10 млн. Гкал. в год; средние рынки – сотни городов с потреблением от 0,5 до 2 млн. Гкал. в год; малые рынки – более 40000 поселений с потреблением тепла от централизованных источников менее 0,5 млн. Гкал. в год. Последняя группа, характеризуемая множественными мелкими и, как правило, низкоэффективными системами теплоснабжения, является наиболее проблемной. Она создает непропорционально большую экономическую нагрузку по обеспечению надежности системы теплоснабжения. На ее долю приходится около 15% производимой тепловой энергии, но более 30-35% бюджетных средств, направленных на финансирование систем теплоснабжения и их подготовки к зиме. Для этих систем характерны самые высокие тарифы при самой низкой покупательной способности потребителей и самым высоким уровнем задолженности.

Российский рынок тепловой энергии – один из самых больших монопродуктовых рынков России. Годовой объем реализации тепловой энергии всем потребителям в 2007 г. составил примерно 850 млрд. руб. Из этой суммы стоимость тепловой энергии для населения составила 340 млрд. руб., из которых самому населению начислено 242 млрд. руб. В 2006 г. платежная дисциплина населения составила 94%. Кредиторская задолженность систем теплоснабжения на конец 2006 г. составила 116 млрд. руб., а дебиторская – 112 млрд. руб.

В 2006 г. за счет бюджетов всех уровней за услуги теплоснабжения для населения было израсходовано 98 млрд. руб. В том числе на компенсацию разницы в тарифах – 44 млрд. руб., на льготы – 34 млрд. руб. и на субсидии малоимущим – 8 млрд. руб. Средний тариф на тепло, отпускаемое населению в 2007 г. составил 745 руб./Гкал. Тарифы очень существенно различаются по субъектам Российской Федерации (см. рис. 3.2). Минимальный тариф составил 350 руб./Гкал, а максимальный - 5100 руб./Гкал. Несмотря на сохранение дотирования теплоснабжения для населения многих регионов, оно на приобретение тепловой энергии все же тратит в 3 раза больше средств, чем на приобретение электрической энергии.

В 2000-2006 гг. происходили процессы децентрализации теплоснабжения. Это отразилось в снижении протяженности тепловых сетей на 4%, в снижении доли сетей малых диаметров (менее 200 мм) с 77% до 74% и в росте удельного веса числа котельных мощностью менее 3 Гкал/час с 70% до 73% за счет снижения удельного веса котельных средней мощности, в росте доли тепловой энергии, производимой на индивидуальных установках с 18 до 20%.

Средняя по России частота отказов работы систем теплоснабжения снизилась в 2001-2006 гг. в 5 раз. Политика в области реконструкции и модернизации систем теплоснабжения в 2000-2006 гг. была нацелена в основном на повышение надежности их работы. Эти усилия дали свои плоды. Частота отказов работы теплопроводов снизилась с 0,5 до 0,1 отказа/км/год, то есть до грани приемлемого уровня надежности (в Финляндии она находится на уровне 0,05-0,1. Однако во многих, особенно мелких, системах

теплоснабжения этот показатель приближается к критическому уровню (0,6 отказов/км/год).

Эффективность производства тепловой энергии в целом по стране несколько снизилась. Средний КПД котельных понизился до 78%, а средний КПИТ на электростанциях – до 57%, что ниже эффективности производства только электроэнергии на лучших новых станциях с комбинированным циклом.

Доля потерь в тепловых сетях (с включением неучтенных потерь) увеличилась и достигла 14-17% от суммарного потребления тепловой энергии и 18-20% от ее полезного потребления. Разделением в процессе ценообразования затрат на производство и транспорт тепловой энергии привело к повышению доли потерь, отражаемых в статистике по теплоснабжению. Однако, эти данные все еще далеки от адекватных оценок потерь. В 2006 г. доля отремонтированных и замененных тепловых сетей достигла уровня 10%. Однако, значительные недоремонты прошлых лет привели к тому, что в 2006 г. 25% всех сетей нуждалось в замене (против 16% в 2000 г.).

Технический потенциал повышения эффективности использования и транспортировки тепловой энергии в России оценен равным 840 млн. Гкал, или 58% от потребления энергии, производимой в централизованных системах теплоснабжения. Основная часть этого потенциала – повышение эффективности использования тепловой энергии в зданиях (460 млн. Гкал) и в промышленности (160 млн. Гкал). Только ликвидация небаланса между спросом и предложением тепла для зданий за счет автоматизации процессов теплоснабжения позволит снизить потребность в тепловой энергии для отопления зданий не менее, чем на 130 млн. Гкал.

Инвестиции в системы теплоснабжения в 2006 г. составили не менее 43 млрд. руб. На реализацию мер по повышению эффективности производства тепловой энергии в 2006 г. было израсходовано немногим менее 10 млрд. руб., а на перекладку тепловых сетей еще 3 млрд. руб. при потребности в расходах не менее 200-250 млрд. руб. Сохранение таких темпов модернизации чревато растягиваем реализации потенциала энергосбережения на 20-25 лет. Изношенность объектов теплоснабжения вынуждает расходовать ежегодно более 23 млрд. руб. на цели их капитального ремонта.

Число предприятий теплоснабжения в России сократилось с 21 тыс. в 2000 г. до 17 тыс. в 2006 г. Однако, в России на федеральном уровне нет ни структур управления, ни единой политики развития систем теплоснабжения. В последние годы на развитие систем теплоснабжения оказывают существенное воздействие реформа электроэнергетики, реформа ЖКХ и реформа местного самоуправления. Однако, в концепции реформы электроэнергетики не выражена позиция по судьбе ТЭЦ. Реформа ЖКХ была нацелена на акционирование предприятий теплоснабжения, на привлечение частного капитала в эту сферу и на рост обеспеченности приборами учета. В концепции реформы ЖКХ практически не были отражены целевые параметры надежности, эффективности, качества и доступности услуг теплоснабжения. Приход частных операторов осложнился необходимостью определения как исходного состояния объектов теплоснабжения, так и определения их целевого состояния.

Результаты диагностики более, чем трехсот российских систем теплоснабжения позволили сформулировать основные системные проблемы функционирования российского теплоснабжения следующим образом:

- ⇒ Отсутствие надежных данных по фактическому состоянию систем теплоснабжения;
- ⇒ Отсутствие роста спроса на тепло в последние годы на фоне существенного ускорения экономического роста;

- ⇒ Отсутствие перспективных Генеральных планов, муниципальных энергетических планов и обновленных схем теплоснабжения в подавляющем большинстве населенных пунктов;
- ⇒ Существенный избыток мощностей источников теплоснабжения;
- ⇒ Завышенные оценки тепловых нагрузок потребителей;
- ⇒ Избыточная централизация многих систем теплоснабжения;
- ⇒ Снижение или стабилизацию на низком уровне доли выработки тепла на ТЭЦ при полном отсутствии государственной политики поддержки и стимулирования совместной выработки тепловой и электрической энергии;
- ⇒ Высокий уровень потерь в тепловых сетях, как за счет избыточной централизации, так и за счет обветшания тепловых сетей и роста доли сетей нуждающихся в срочной замене;
- ⇒ Разрегулированность систем теплоснабжения (высокие потери от перетоков достигающие 30-50%);
- ⇒ Нехватка квалифицированных кадров, особенно на объектах теплоснабжения небольших поселений.

Источники тепла:

- ⇒ Высокие удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- ⇒ Низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и(или) отпуска тепловой энергии на котельных;
- ⇒ Низкий остаточный ресурс и изношенность оборудования;
- ⇒ Нарушение сроков и регламентов проведения работ по наладке режимов котлов;
- ⇒ Нарушение качества топлива, вызывающее отказы горелок;
- ⇒ Низкий уровень автоматизации, отсутствие автоматики или применение непрофильной автоматики;
- ⇒ Отсутствие или низкое качество водоподготовки;
- ⇒ Несоблюдение температурного графика;
- ⇒ Высокая стоимость топлива;
- ⇒ Нехватка и недостаточная квалификация персонала котельных;

Тепловые сети:

- ⇒ Заниженный по сравнению с реальным уровень потерь в тепловых сетях, включаемый в тарифы на тепло, что существенно занижает экономическую эффективность расходов на реконструкцию тепловых сетей;
- ⇒ Высокий уровень фактических потерь в тепловых сетях;
- ⇒ Высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей (около 50% всех затрат в системах теплоснабжения);
- ⇒ Избыточная централизация значительной части систем теплоснабжения, что обуславливает повышенные потери в тепловых сетях;
- ⇒ Высокая степень износа тепловых сетей и превышение в ряде населенных пунктов критического уровня частоты отказов;

- ⇒ Неудовлетворительное техническое состояние тепловых сетей, нарушение тепловой изоляции и высокие потери тепловой энергии;
- ⇒ Нарушение гидравлических режимов тепловых сетей и сопутствующие ему недотопы и перетопы отдельных зданий.

Потребители услуг теплоснабжения:

- ⇒ Неоднозначность приобретаемого продукта: ресурсы (Гкал, литры) или услуги по обеспечению комфорта (температура и влажность в помещении);
- ⇒ Существенное завышение расчетного потребления коммунальных ресурсов в жилых домах и бюджетных зданиях по сравнению с фактическим при низкой степени охвата зданий приборным учетом потребления тепловой энергии;
- ⇒ Низкая степень организованности населения как потребителя коммунальных ресурсов;
- ⇒ Низкая степень охвата домохозяйств квартирным учетом горячей воды и средствами регулирования теплотребления;
- ⇒ Низкие характеристики теплозащиты жилых зданий и их ухудшение из-за недостаточных ремонтов ограждающих конструкций жилых и общественных зданий;
- ⇒ Отсутствие у эксплуатирующих жилой фонд организаций стимулов к повышению эффективности использования коммунальных ресурсов;
- ⇒ Ограниченность способности и готовности населения платить за услуги теплоснабжения и связанные с этим энергичное противодействие повышению тарифов на тепло и низкий уровень собираемости платежей.

2. Основные тенденции

2.1. Динамика потребления тепловой энергии

Анализ данных по ретроспективной динамике теплотребления России в 2000-2006 г. показывает, что (см. табл. 2.1 и 2.2):

- ⇒ В 1990-2000 гг. потребление тепловой энергии упало на 23%. Затем, в 2000-2006 гг., оно стабилизировалось на уровне 2020-2080 млн. Гкал, несмотря на рост ВВП России в эти годы почти на 44% в 2000-2006 гг.;
- ⇒ Основным потребителем централизованного тепла является промышленность, за ней следуют население и сфера услуг. С учетом тепла от индивидуальных установок население (39% потребления) опережает промышленность (27%) в списке крупнейших потребителей тепла;
- ⇒ Структура потребления тепловой энергии медленно меняется в пользу населения за счет промышленности, транспорта и сельского хозяйства, в которых объем потребления тепловой энергии снизился;
- ⇒ Потери в тепловых сетях (как при включении неучтенных потерь³, так и без этого) несколько выросли, поэтому в 2000-2006 гг. полезное потребление тепловой энергии абсолютно снизилось;
- ⇒ Рост доли потерь в тепловых сетях отчасти связан с ростом доли населения и сферы услуг в структуре потребления тепловой энергии;

³ Неучтенные потери приняты равными 15% от потребления тепловой энергии населением и в сфере услуг.

- ⇒ В 2000-2006 гг. жилищный фонд вырос на 8%, доля жилого фонда, оборудованная системами централизованного теплоснабжения выросла с 73 до 80%, доля населения обеспеченного ГВС – с 59 до 63%, однако потребление тепловой энергии в жилом секторе не выросло и определялось в большей степени характеристиками отопительного сезона, чем этими факторами. На нужды отопления приходится около 70% всего потребления тепловой энергией населением, остальные 30% - на нужды ГВС;
- ⇒ Рост спроса на тепло за счет нового строительства только компенсировал снижение объемов реализации тепловой энергии существующим потребителям по мере роста их оснащенности приборами учета;
- ⇒ В структуре использования тепловой энергии населением по мере развития малоэтажного строительства устойчиво растет доля децентрализованного тепла, генерируемого на индивидуальных установках. Такая же тенденция проявляется в сфере услуг.

Таблица 2.1. Динамика потребления тепловой энергии России в 2000-2006 гг. (млн. Гкал)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Потребление всего	2044,5	2068,0	2057,5	2077,4	2033,8	2023,9	2055,5
Потребление централизованной тепловой энергии	1656,2	1658,9	1633,7	1636,2	1620,5	1592,2	1610,9
Собственные нужды	13,2	23,6	28,0	25,2	25,3	25,6	31,1
Потери в тепловых сетях	226,8	234,7	236,5	244,7	244,4	241,3	244,1
учтенные	98,1	108,4	111,7	120,3	120,3	120,3	120,3
неучтенные*	128,7	126,3	124,8	124,4	124,1	121,0	123,8
Полезное потребление	1933,2	1936,0	1917,8	1931,9	1888,1	1878,1	1904,2
Полезное потребление централизованного тепла	1544,9	1526,9	1494,0	1490,7	1474,8	1446,3	1459,5
за вычетом неучтенных потерь	1275,1	1249,3	1188,5	1202,1	1153,8	1148,5	1181,3
Сельское хозяйство	39,4	36,4	33,7	29,9	27,0	26,3	24,9
Промышленность	580,7	583,3	564,7	569,4	562,4	558,9	555,5
Строительство	14,3	14,0	13,8	13,0	10,8	8,5	8,5
Транспорт	51,4	50,0	48,9	48,0	46,7	45,2	44,8
Коммунальное хозяйство	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
Сфера услуг	365,9	362,7	356,2	362,9	341,6	343,7	352,4
централизованное тепло за вычетом неучтенных потерь	354,7	338,0	324,7	319,2	315,8	305,8	312,9
индивидуальные установки	64,4	75,4	80,2	91,6	73,2	83,7	86,5
Население	751,8	762,3	774,8	783,4	774,7	773,6	793,5
централизованное тепло за вычетом неучтенных потерь	503,3	504,1	507,3	510,3	511,3	500,7	512,2
индивидуальные установки	427,8	428,5	431,2	433,8	434,6	425,6	435,4
индивидуальные установки	324,0	333,7	343,6	349,6	340,1	348,0	358,1
Статистическое расхождение**	27,2	25,9	20,4	26,2	11,2	-5,5	8,7

* Неучтенные потери приняты равными 15% от потребления тепловой энергии населением и в сфере услуг

** Разница в балансе тепловой энергии между производством и потреблением тепловой энергии.

Источники: Расчеты ЦЭНЭФ на основе форм статистической отчетности 11-ТЭР, 1-ТЕП, 6-ТП, 22-ЖКХ.

Таблица 2.2. Структура потребления тепловой энергии России в 2000-2006 гг. (%)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Потребление всего	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Потребление централизованной тепловой энергии	81,0%	80,2%	79,4%	78,8%	79,7%	78,7%	78,4%
Собственные нужды	0,6%	1,1%	1,4%	1,2%	1,2%	1,3%	1,5%
Потери в тепловых сетях	11,1%	11,4%	11,5%	11,8%	12,0%	11,9%	11,9%
учтенные	4,8%	5,2%	5,4%	5,8%	5,9%	5,9%	5,9%
неучтенные*	6,3%	6,1%	6,1%	6,0%	6,1%	6,0%	6,0%
Полезное потребление	94,6%	93,6%	93,2%	93,0%	92,8%	92,8%	92,6%
Полезное потребление централизованного тепла	75,6%	73,8%	72,6%	71,8%	72,5%	71,5%	71,0%
за вычетом неучтенных потерь	62,4%	60,4%	57,8%	57,9%	56,7%	56,7%	57,5%
Сельское хозяйство	1,9%	1,8%	1,6%	1,4%	1,3%	1,3%	1,2%
Промышленность	28,4%	28,2%	27,4%	27,4%	27,7%	27,6%	27,0%
Строительство	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%	0,5%	0,4%	0,4%
Транспорт	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%
Коммунальное хозяйство	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Сфера услуг	17,9%	17,5%	17,3%	17,5%	16,8%	17,0%	17,1%
централизованное тепло	17,4%	16,3%	15,8%	15,4%	15,5%	15,1%	15,2%
за вычетом неучтенных потерь	14,7%	13,9%	13,4%	13,1%	13,2%	12,8%	12,9%
индивидуальные установки	3,1%	3,6%	3,9%	4,4%	3,6%	4,1%	4,2%
Население	36,8%	36,9%	37,7%	37,7%	38,1%	38,2%	38,6%
централизованное тепло	24,6%	24,4%	24,7%	24,6%	25,1%	24,7%	24,9%
за вычетом неучтенных потерь	20,9%	20,7%	21,0%	20,9%	21,4%	21,0%	21,2%
индивидуальные установки	15,8%	16,1%	16,7%	16,8%	16,7%	17,2%	17,4%
Статистическое расхождение**	1,3%	1,3%	1,0%	1,3%	0,6%	-0,3%	0,4%

Источники: Рассчитано по данным табл. 3.2.

Анализ динамики спроса на тепловую энергию в 10 регионах России⁴ подтверждает универсальность указанных тенденций (см. рис. 2.1). Только в Пермском крае в последние годы проявилась тенденция к росту потребления тепловой энергии в основном за счет промышленности. В нескольких регионах рост потребления наблюдался в 2000-2003 гг., а затем затух, или даже трансформировался в падение.

⁴ Астраханской, Архангельской, Белгородской, Калининградской, Оренбургской, Тюменской областях, Краснодарском, Ставропольском, Пермском краях, республиках Башкортостан и Саха-Якутия; городах Москва и Санкт-Петербург.

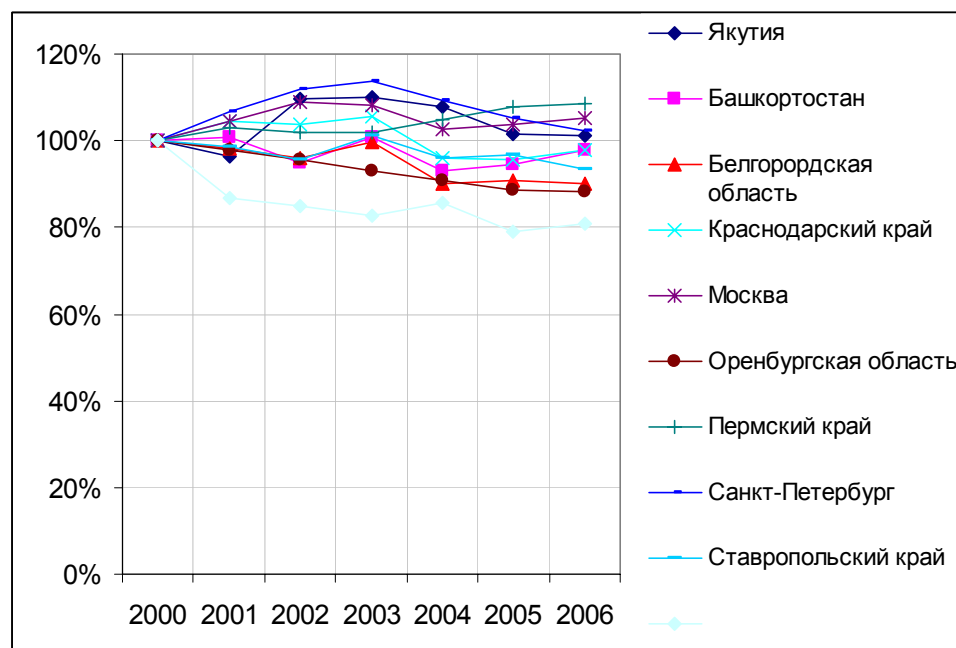


Рис. 2.1. Динамика потребления тепловой энергии в 10 российских регионах

В промышленности потребление тепловой энергии повысилось только в процессах добычи нефти и переработки топлива, в производстве удобрений, картона и мяса (см. табл. 2.3). При производстве прочих продуктов потребление тепловой энергии упало абсолютно несмотря на существенный рост их производства.

Таблица 2.3. Динамика потребления тепловой энергии в промышленности в 2000-2006 гг.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Промышленность	580,7	583,3	564,7	569,4	562,4	558,9	555,5
переработка топлива	48,7	49,4	48,4	49,0	48,7	48,8	50,6
добыча нефти	5,6	5,9	6,3	6,3	7,9	8,4	7,3
добыча газа	2,5	2,2	2,3	2,0	1,7	2,1	1,8
добыча угля	6,7	6,3	5,9	5,4	5,0	4,8	4,4
руда железная товарная	1,2	1,2	1,2	0,8	0,6	0,4	0,5
агломерат железорудный	0,7	0,6	0,7	0,9	0,9	0,5	0,2
чугун	2,4	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2
сталь	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6
прокат черных металлов	4,4	4,3	4,2	4,3	4,3	4,0	4,1
аммиак синтетический	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,5	2,5
удобрения	12,3	12,7	13,3	14,2	14,0	14,2	14,1
каучук синтетический	21,7	20,7	18,6	20,3	20,8	20,9	21,8
целлюлоза	21,3	21,7	21,8	21,8	21,7	21,6	21,3
бумага	7,7	7,7	7,9	7,9	8,1	8,0	7,7
картон	4,7	4,8	5,0	5,5	5,8	5,9	6,3
мясо	3,0	3,0	3,4	3,5	3,3	3,3	3,6
хлеб и хлебобул. изделия	2,8	2,8	2,7	2,5	2,4	2,3	2,2
прочая промышленность	431,1	433,8	416,9	418,6	410,8	407,5	403,3

Источники: Расчеты ЦЭНЭФ на основе форм статистической отчетности 11-ТЭР, 1-ТЕП, 6-ТП, 22-ЖКХ.

2.2. Процессы замещения тепловой энергии у конечных потребителей

Практически во всех секторах экономики происходили процессы замещения тепловой энергии от централизованных источников другими энергоносителями (см. рис. 2.2).

Особенно значительно доля централизованного тепла снизилась в промышленности: с 35% в 2000 г. до 31% в 2006 г. При учете тепла от теплоутилизационных установок снижение еще более весомо.

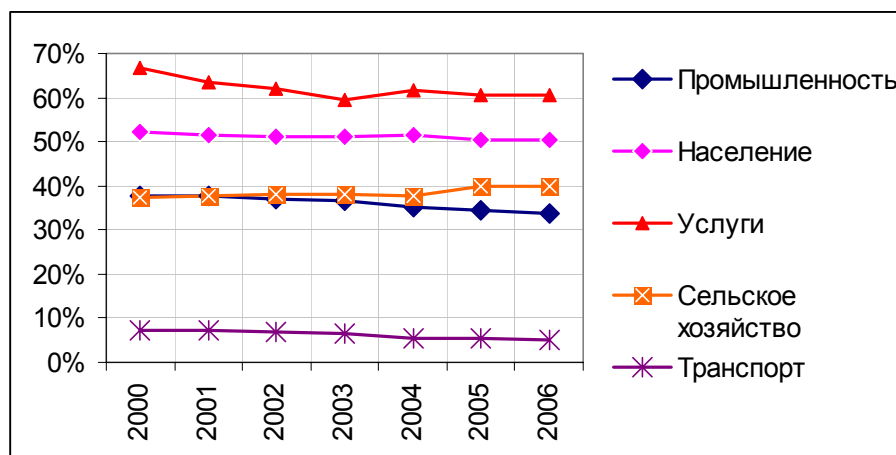


Рис. 2.2. Динамика доли тепловой энергии в энергобалансе различных секторов экономики

На 2% снизилась доля тепловой энергии, получаемой от ТЭЦ и котельных, в энергобалансе населения отчасти за счет развития децентрализованного теплоснабжения и соответствующего роста доли природного газа. Самое большое снижение доли централизованного тепла – на 6% - произошло в сфере услуг. В целом, в структуре потребления конечной энергии доля тепловой энергии, производимой на ТЭЦ и котельных в 2000-2006 гг. упала с 40,1% до 35,1%.

2.3. Динамика производства тепловой энергии

В приходной части баланса тепловой энергии доминируют котельные, за ними следуют электростанции, индивидуальные установки, теплоутилизационные и прочие установки. Анализ данных ретроспективной динамики производства тепловой энергии в России в показал, что (см. табл. 2.4):

- ⇒ В 1990-2000 гг. суммарное производство тепловой энергии упало на 22%, в т.ч. на электростанциях - на 32%, на котельных – на 24%, а на индивидуальных установках – осталось прежним;
- ⇒ Электростанции как за счет спада промышленного производства, так и за счет «тарифных тисков» (неверной тарифной политики, не дающей преимуществ выработке тепла на ТЭЦ перед котельными, но стимулирующих установку приборов учета и реализацию мер по экономии и замещению тепловой энергии) потеряли треть своей прежней ниши рынка тепла (примерно 300 млн. Гкал). Возрождение промышленности после 2000 г. не позволило вернуть эту часть рынка;
- ⇒ Примерно такой же сегмент рынка потеряли крупные котельные, в основном промышленные;
- ⇒ В 2000-2006 гг. вслед за спросом на тепло производство тепловой энергии стабилизировалось на уровне 2020-2050 млн. Гкал. С 2000 г. увеличивалось производство тепла только на индивидуальных, теплоутилизационных и прочих установках при стагнации или некотором снижении его выработки на электростанциях и котельных;
- ⇒ В 2000-2006 гг. структура производства тепловой энергии по видам источников менялась довольно медленно. Доля электростанций оставалась замороженной на уровне 31%, а доля котельных медленно снижалась с 46% до 44%;

- ⇒ Повышение доли потребления тепла населением и сферой услуг привело к росту доли отопительных котельных в структуре производства тепловой энергии;
- ⇒ Процесс децентрализации производства тепловой энергии привел к росту доли индивидуальных установок с 13,7% в 1990 г. до 18% в 2000 г. и до 20% в 2006 г. за счет снижения доли централизованных источников;
- ⇒ Так же, как и в случае со спросом на тепловую энергию, анализ динамики и структуры ее производства в регионах России подтверждает универсальность указанных тенденций.

Таблица 2.4. Динамика производства тепловой энергии России в 2000-2006 гг. (млн. Гкал)

	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Производство тепловой энергии	2632,8	2017,4	2042,1	2037,1	2051,2	2022,6	2029,4	2046,8
Централизованные источники	2272,8	1659,8	1669,1	1651,9	1654,5	1644,6	1638,7	1644,7
Электростанции	953,6	649,9	650,9	638,2	635,1	625,7	627,3	642,0
ТЭС		646,5	647,4	634,7	631,5	622,3	624,4	638,7
АЭС		3,4	3,5	3,5	3,5	3,5	3,0	3,3
Геотермальные		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Котельные	1222,5	932,0	938,1	932,5	932,6	930,3	921,1	909,6
Мощностью свыше 20 Гкал/час	1054,9	703,1	718,5	717,4	718,9	716,4	707,6	710,8
промышленные		559,6	572,8	572,7	571,7	566,8	562,8	558,5
районные отопительные		105,0	108,2	111,2	117,3	121,9	117,8	127,0
сельские		29,4	28,0	25,3	23,2	20,8	20,3	18,9
Мощностью от 3 до 20 Гкал/час	161,0	148,3	143,3	142,7	142,7	142,7	142,7	135,1
Мощностью менее 3 Гкал/час		71,6	66,8	64,2	64,2	64,2	64,2	57,3
Электрокотельные	6,6	9,1	9,5	8,1	6,8	6,9	6,6	6,3
Теплоутилизационные установки	96,7	67,1	69,6	69,8	74,0	76,0	78,0	80,6
Прочие установки		10,7	10,5	11,5	12,7	12,6	12,2	12,5
Индивидуальные установки	360,0	357,6	373,0	385,2	396,7	377,9	390,7	402,2

* Неучтенные потери приняты равными 15% от потребления тепловой энергии населением и в сфере услуг

Источники: Расчеты ЦЭНЭФ на основе форм статистической отчетности 11-ТЭР, 1-ТЕП, 6-ТП, 22-ЖКХ.

2.4. Эволюция топливного баланса систем теплоснабжения

Всего на нужды производства и транспорта тепловой энергии в 2000-2006 гг. расходовалось 314-322 млн. тут, что равно потреблению первичной энергии в таких странах как Великобритания или Южная Корея. Доля расхода первичной энергии на эти цели снизилась с 37% в 2000 г. до 33% в 2006 г., но остается очень высокой.

Потребление природного газа на цели производства тепловой энергии на централизованных и индивидуальных источниках тепла в 2006 г. составило 217 млн. тут (190 млрд. м³), что в 1,6 раза больше, чем его расход на производство электроэнергии и равно 41% от суммарного потребления газа, или 47% от потребления без учета потерь, расходов на собственные нужды газовой промышленности и расходов на транспорт газа.

Только котельные и индивидуальные генераторы тепла расходуют газа больше, чем его используется на выработку электроэнергии на всех электростанциях.

При сравнительно стабильном объеме потребления топлива на нужды теплоснабжения (см. табл. 2.5):

- ⇒ доля угля и нефтепродуктов устойчиво снижалась суммарно с 26% в 2000 г. до 22% в 2006 г.;
- ⇒ доля природного газа росла и достигла 68% в 2006 г. Доля котельных, работающих на природном газе выросла с 40% в 2000 г. до 51% в 2006 г.;
- ⇒ Доля прочих видов твердого топлива оставалась на уровне 2%;
- ⇒ Доля расход электроэнергии на электрокотельных, а также на собственные нужды на прочих котельных выросла до 7,5% от всего расхода энергоносителей на нужды производства тепла.

Таблица 2.5. Расход энергоносителей на производство тепловой энергии (млн. тунт)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Всего энергоресурсов	316,6	321,7	319,8	320,4	313,5	314,6	318,9
Централизованные крупные установки	280,5	282,8	280,0	280,7	275,7	276,0	279,4
Уголь	51,8	50,4	48,2	47,7	46,2	44,9	46,1
Сырая нефть	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,1	1,1
Нефтепродукты	23,1	23,2	21,7	20,2	18,8	17,4	16,9
Природный газ	180,3	183,5	183,7	186,8	184,3	187,8	190,1
Гидро- и НВЭИ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Атомная энергия	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,3	1,4
Прочие тв. топлива	5,2	5,3	5,4	4,9	5,1	4,9	5,1
Электроэнергия*	1,3	1,4	1,2	1,0	1,0	0,9	0,9
Всего топлива	264,5	266,7	263,0	263,5	258,2	258,3	261,7
Расход электроэнергии на производство тепловой энергии на крупных установках**	16,0	16,1	17,0	17,3	17,5	17,7	17,7
Индивидуальные установки	36,1	38,9	39,8	39,6	37,8	38,6	39,5
Уголь	4,0	6,1	6,0	4,2	4,2	3,8	4,0
Нефтепродукты	2,0	2,0	1,8	1,7	1,6	1,6	1,4
Природный газ	23,5	24,1	25,2	27,0	25,2	26,5	27,3
Прочие тв. топлива	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5
Всего топлива	31,1	33,8	34,7	34,5	32,6	33,5	34,2
Электроэнергия***	5,0	5,1	5,1	5,1	5,2	5,1	5,3

* На электрокотельных

** На собственные нужды ТЭЦ и котельных. Пересчитано в первичную энергию при допущении о КПД производства электроэнергии равном 40%.

*** На цели электрообогрева на индивидуальных котлах и установках.

Источники: Расчеты ЦЭНЭФ на основе форм статистической отчетности 11-ТЭР, 1-ТЕП, 6-ТП, 22-ЖКХ.

2.4.1. Показатели оптимальности структуры систем теплоснабжения

Практически во всех локальных системах теплоснабжения (за очень редким исключением) отмечается значительный (20% и более) избыток располагаемых мощностей, определенный с учетом нормативных требований по их резервированию. Оценки тепловых нагрузок потребителей, как правило, существенно завышены. В Москве

суммарная мощность источников теплоснабжения равны 54 тыс. Гкал/час при нагрузке 30 тыс. Гкал/час. При нормальном резерве мощности в 13% ее избыток равен 20 тыс. Гкал/час, или 37%.

Многие новые источники теплоснабжения строятся в огромным и необоснованным запасом мощности. Мотив простой: чем больше мощность, тем больше «откат». Избыточное резервирование мощности существенно удорожает эксплуатацию таких систем. В Польше в тариф на тепло не включаются затраты на содержание избытка мощности свыше 25%.

Однако благодаря факту наличия избыточных тепловых мощностей в России не потребуется существенных капитальных вложений в строительство новых источников тепла для покрытия возможного увеличения спроса на него к 2020 г. При избытке тепловой мощности в структуре ее распределения в отдельных населенных пунктах наблюдаются существенные неравномерности.

В России далеко не везде работает принцип: плотность тепловой нагрузки определяет уровень централизации. Эксперты и администраторы бросаются из одной крайности в другую при обсуждении рационального уровня централизации теплоснабжения. У сторонников и противников централизации есть свои аргументы. Важнейшим же из них должен стать анализ плотности тепловых нагрузок. Плотность определяется через материальную характеристику тепловой сети (в м²), которая представляет собой произведение среднего диаметра трубопровода на его длину, или наружную поверхность всех трубопроводов тепловых сетей, разделенную на 2π . Для расчета плотности тепловой нагрузки материальная характеристика делится на суммарный расчетный максимальный часовой отпуск тепла присоединенную тепловую нагрузку (Гкал/ч). Таким образом получается удельная материальная характеристика плотности тепловой нагрузки (м²/Гкал/час). Чем она ниже, тем плотнее нагрузка, и тем меньше уровень потерь в тепловых сетях (см. рис. 3.6).

Логика определения порога централизации может быть сведена к довольно простому расчету. В малых автономных системах теплоснабжения требуется большая установленная мощность котельного оборудования для покрытия пиковых нагрузок. В больших централизованных системах пиковые нагрузки по отношению к средней используемой мощности существенно ниже. Разница, примерно равна средней используемой мощности. Для котельных на газе единичная стоимость мощности и издержки производства тепла слабо зависят от масштаба источника. Поэтому, при условии, что доля амортизации источника в себестоимости централизованного тепла равна 5%, а средняя окупаемость вложений в дополнительную мощность для децентрализованного теплоснабжения равна 10 годам, получим дополнительную компоненту стоимости тепла равную 5%. Если потери в распределительных сетях децентрализованной системы теплоснабжения равны 5%, то равнозначность вариантов появляется при условии, что в тепловых сетях централизованной системы теряется не более 10% произведенного на централизованном источнике тепла. Этой границей и определяется зона высокой эффективности централизованного теплоснабжения. Можно проводить более сложные расчеты и менять допущения, но итог будет практически таким же.

Для систем работающих на угле и мазуте имеется существенная зависимость стоимости тепла от масштаба источника. Поэтому там уровень потерь в централизованных тепловых сетях для равнозначного варианта с мало-масштабной системой может быть выше – до 15%. Таким же может быть уровень потерь для верхнего предела эффективности централизованного теплоснабжения при более жестких требованиях к окупаемости капитальных вложений в децентрализацию на газе (6 лет). Отношение также зависит от соотношения стоимости строительства источников и тепловых сетей (чем выше это отношение, тем большим может быть уровень централизации) и от стоимости топлива

(чем дороже топливо, тем меньшим должен быть уровень потерь в тепловых сетях). Можно проводить более сложные расчеты и менять допущения, но итог будет практически таким же:

- ⇒ зона высокой эффективности централизованного теплоснабжения определяется показателем удельной материальной характеристики плотности тепловой нагрузки ниже 100 м²/Гкал/час;
- ⇒ зона предельной эффективности централизованного теплоснабжения определяется показателем удельной материальной характеристики плотности тепловой нагрузки ниже 200 м²/Гкал/час.

Плотность тепловой нагрузки 70% российских систем теплоснабжения находится за пределами границы зоны высокой эффективности централизованного теплоснабжения и даже за пределами границы зоны предельной эффективности централизованного теплоснабжения (в этой зоне нормативные потери в тепловых сетях не превышают 15-20%, а фактические – 20-30%). В системах с низкими плотностями высоки даже нормативные потери в сетях. Низкое качество их эксплуатации, приводит к повышенному уровню потерь по сравнению с нормативными еще на 5-35%.

Зоны эффективности централизованного теплоснабжения	Удельная массовая характеристика тепловой сети (м ² /Гкал/час)	Потери в тепловых сетях (%)	
		Нормативные	Фактические
Зона высокой эффективности	до 100	4-7	4-12
Зона предельной эффективности	от 100 до 200	7-12	12-20
Зона неэффективности	выше 200	Свыше 12	Свыше 20

В среднем по России потери в муниципальных тепловых сетях (за исключением промышленных потребителей) составляют 15-25%. В тариф же включатся только 7-10% потерь. В итоге теплоснабжающие компании вынуждено стремятся зависить и подсоединенные нагрузки и объемы отпуска тепла потребителям. В Литве в 2000 г. решили выйти из «зазеркалья», признали, что тепловые потери равными 20% и ведут целенаправленную работу по их снижению. К 2003 г. потери удалось снизить до 16%⁵.

Важнейшим направлением реализации программы реконструкции и развития систем теплоснабжения должны стать:

- ⇒ инвентаризация и уточнение баланса нагрузок потребителей и мощностей источников;
- ⇒ консервация или демонтаж избыточных мощностей;
- ⇒ модернизация централизованных систем теплоснабжения с высокой плотностью тепловой нагрузки;
- ⇒ частичная децентрализация систем, находящихся в зоне предельной эффективности централизованного теплоснабжения;
- ⇒ полная децентрализация многих локальных систем теплоснабжения с очень низкой плотностью тепловой нагрузки.

⁵ A. Ignotas. Lithuanian legal and regulatory framework for district heating. Presented at IEA workshop “District heating policy in transition economies”. Prague. February 2004.

2.5. Показатели эффективности использования тепловой энергии

2.5.1. Динамика теплоемкости ВВП

Теплоемкость ВВП Российской Федерации в 2000-2006 гг. снизилась на 32% (см. рис. 2.3). Этот процесс происходил как за счет динамичного снижения энергоемкости ВВП, так и за счет замещения централизованно производимой тепловой энергии другими энергоносителями. В отличие от электроемкости, снижение которой в последние годы произошло резко замедлилось, падение теплоемкости сохранилось и в 2006 г.

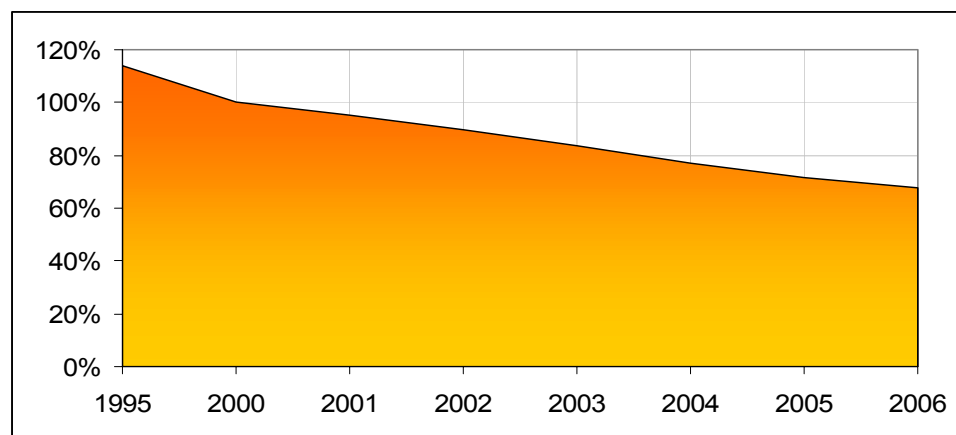


Рис. 2.3. Динамика теплоемкости ВВП России

2.5.2. Промышленность, строительство, сельское хозяйство и транспорт

Теплоемкость промышленной продукции в 2000-2006 гг. снизилась на 30%. При производстве отдельных видов продукции (нефть, хлеб) отчетливой тенденции к снижению теплоемкости не отмечено (см. рис. 2.4). Однако, во многих других производствах она снижалась довольно динамично по мере роста масштабов выпуска и замены технологического и вспомогательного оборудования, а также налаживания внутризаводского учета расхода пара и горячей воды.

Доля условно-постоянного потребления тепловой энергии выше, чем у других энергоносителей (расходы на отопление, вентиляцию, и др.). Поэтому по мере роста выпуска продукции естественно происходит снижение ее теплоемкости. Этот же эффект в значительной степени объясняет снижение доли тепловой энергии в энергобалансе производств основной массы промышленных товаров в 2000-2006 гг.

В ряде производств, например при производстве синтетического каучука, карбамида и мяса, доля тепловой энергии несколько выросла, а в других случаях, как при производстве целлюлозы, или кальцинированной соды, оставалась неизменной. Большое количество теплоты потребляется промышленностью в форме пара и горячей воды. В России очень плохо налажен учет потребления пара, системы распределения пара имеют низкое качество теплоизоляции, плохо регулируются и обслуживаются; зачастую не установлены конденсатоотводчики, системы возврата конденсата отсутствуют или находятся в нерабочем состоянии.

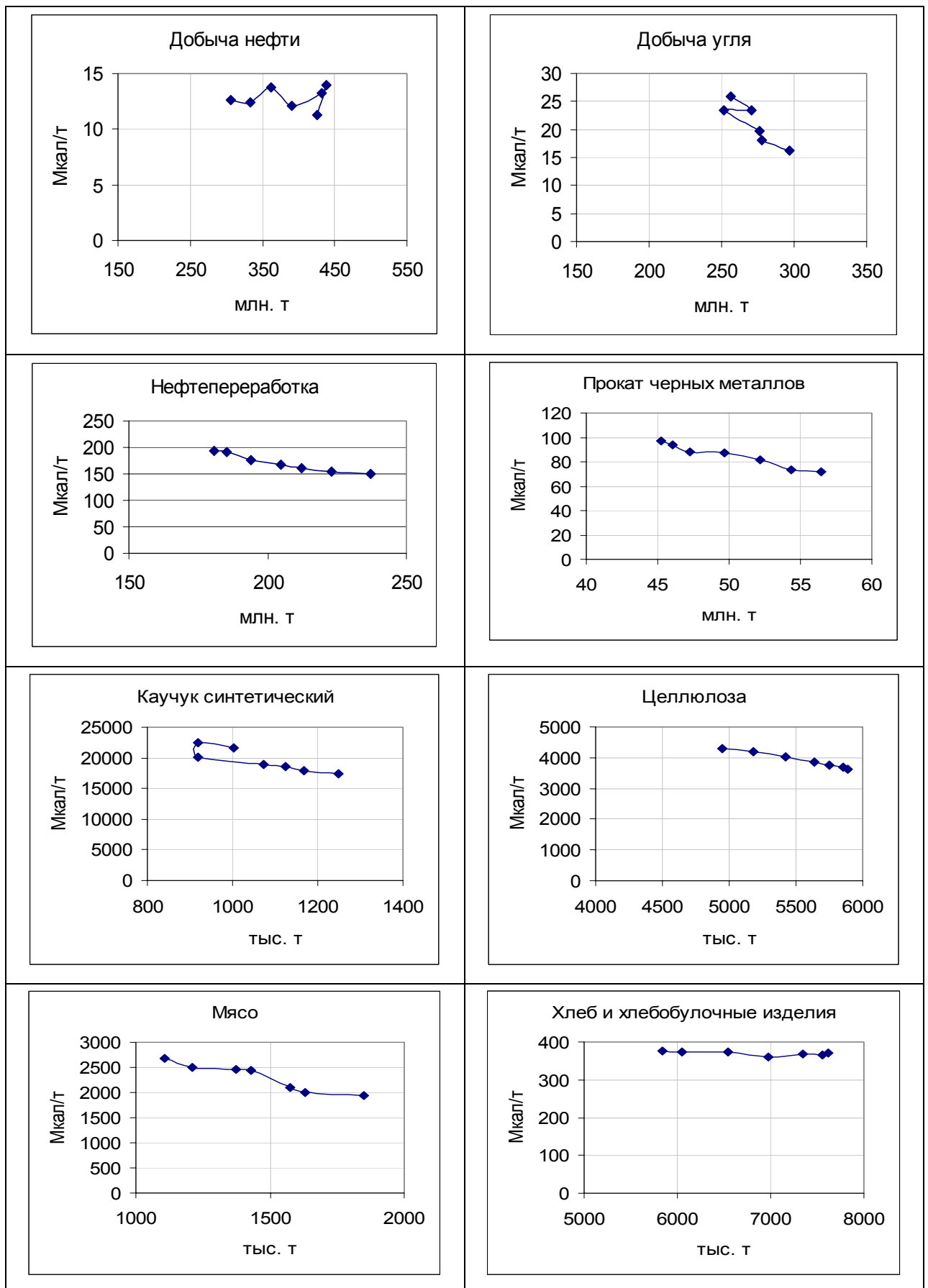


Рис. 2.4 Динамика теплоемкости при производстве отдельных видов промышленной продукции в 2000-2006 гг. в зависимости от объемов выпуска

Теплоемкость продукции сельского хозяйства в 2000-2006 гг. снизилась на 47%. Это происходило в равной степени за счет за счет снижения расхода централизованного тепла в теплицах и на прочие производственные нужды (на отопление животноводческих комплексов за счет существенного сокращения поголовья скота).

Теплоемкость продукции строительства снизилась в 2000-2006 гг. на 67%. При росте объемов работ, выполненных по виду экономической деятельности «строительство» на 80% потребление тепловой энергии упало абсолютно на 40%.

Теплоемкость продукции транспорта снизилась в 2000-2006 гг. на 34%. Теплоемкость единицы грузооборота железнодорожного транспорта снизилась на 45%, трубопроводного – на 16%, а прочего – выросла на 11%.

2.5.3. Здания

На долю жилых зданий и зданий сферы услуг приходится 56% централизованно производимой тепловой энергии и 65% всей тепловой энергии (с учетом индивидуальных установок).

Согласно статистике⁶ среднее потребление тепловой энергии на цели отопления в жилых зданиях, присоединенных к системам централизованного теплоснабжения, в 2006 г. составило 0,15 Гкал/м²/год и снизилось по сравнению с 2000 г. на 15% (см. рис. 3.9). Это произошло отчасти за счет более энергоэффективного нового жилищного строительства, сноса ветхих энергорасточительных домов, а также за счет роста оснащенности жилых зданий приборами учета тепловой энергии, и соответствующего приведения, выставленных в счетах объемов отпуска тепловой энергии реально потребленному, а не расчетному как прежде количеству тепловой энергии. Кроме того, население и жилищное строительство постепенно смещается в более южные регионы России, а климат постепенно теплеет.

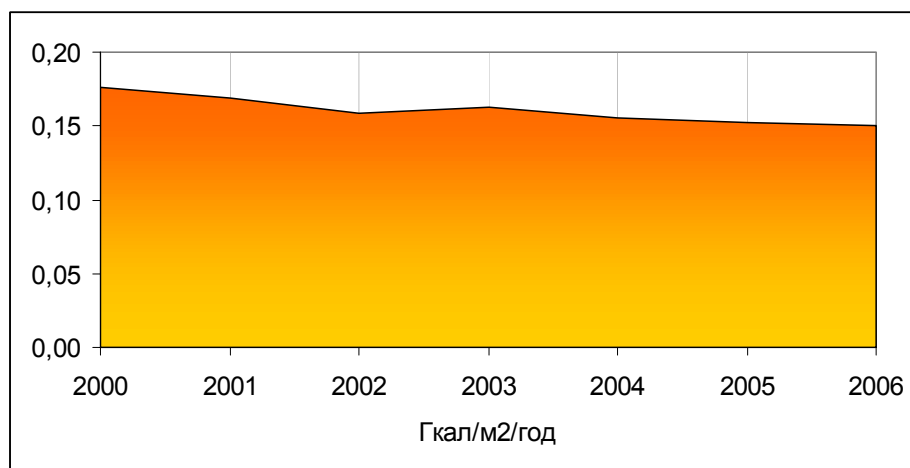


Рис. 3.9. Динамика среднего по России удельного расхода тепла на отопление жилых домов

Население является не покупателем, а потребителем ЖКУ, значительная его часть не может контролировать объем, качество и цену предоставляемых услуг теплоснабжения и даже не может отказаться от их потребления. Важнейшая задача реформы ЖКХ – превратить потребителя в покупателя не решена. Возможны различные схемы решения этой задачи. Инженерные системы в жилых зданиях построены так, что переход к сплошному индивидуальному учету потребления тепла требует больших затрат, но не решает многих

⁶ Деление расхода тепловой энергии на нужды отопления (форма 22-ЖКХ) на объем жилого фонда с централизованным отоплением (статистика жилого фонда). Средняя по стране норма расхода тепла на цели отопления несколько выше – около 0,2 Гкал/м²/год.

проблем: сохраняется схема распределения части общедомового потребления тепла пропорционально площади квартиры; обслуживание оборудования дорого, эффект для семейного бюджета от действий по снижению и регулированию теплоснабжения становится известен только по окончании отопительного периода, обслуживающая или биллинговая организация не заинтересована в получении экономии. Эффективным решением является сбалансированное и экономически рациональное сочетание коллективных и индивидуальных измерений потребления ресурсов, параметров комфорта и выставления счетов. Чтобы это стало возможным, необходимо организовать домохозяйства на уровне здания.

В «Правилах предоставления коммунальных услуг населению» определяются параметры комфорта. За их несоблюдение должны снижаться платежи за коммунальные услуги. Однако при расчете тарифов на ЖКУ используются ресурсные нормативы. Это отражает противоречие в определении продукта ЖКУ, которое необходимо устранить.

Менее 15% жилых зданий оснащены приборами учета. Фактическое полезное потребление тепла и воды многими жилыми зданиями существенно (на 20-40%) ниже расчетного (отчетного), в силу того что используются средние для всего города нормативы (а не по сериям зданий), при их расчете не учитываются внутренние тепловыделения как людьми, так и бытовыми приборами, а разница между реальными и нормативными потерями тепла относится на их полезное потребление. Данные с установленных приборов учета на жилых зданиях подтверждают этот вывод. При использовании средних нормативов по мере роста строительства жилых зданий по энергоэффективным проектам объем расчетного отпуска тепла не снижается. В отдельных муниципальных образованиях есть опыт установки нормативов потребления тепла для отопления по типам зданий.

Нормативы потребления тепла на цели отопления и ГВС следует пересмотреть и установить по реальному полезному потреблению тепловой энергии. Обработка данных приборного учета дает достаточную основу для такого пересмотра. Нормативы потребления тепла на цели отопления и ГВС должны определяться по реальному полезному потреблению тепловой энергии, которое по данным приборного учета на 15-30% ниже нормативов. Нормативы расхода тепловой энергии на цели отопления жилых и общественных зданий различаются по муниципальным образованиям очень значительно. Нормативы потребления тепла и горячей воды во многих муниципалитетах должны быть уточнены на основе уже накопленной информации с приборов учета и определены по сериям зданий.

Даже там, где установлены общедомовые приборы учета расхода тепловой энергии и воды, у эксплуатирующих организаций нет стимулов к обеспечению требований теплового комфорта с минимальными расходами коммунальных ресурсов. Энергосервисных компаний на рынке теплоснабжения жилых и общественных зданий нет. Многие жилые и общественные здания перетопиваются в переходные периоды, за что переплачивает бюджет или население.

Распределение жилых зданий в России по уровню энергетической эффективности крайне неравномерно. Небольшая часть зданий, построенных после 2000 г. в соответствии с требованиями новых СНиП, отвечает современным стандартам тепловой защиты и энергоэффективности (зеленая зона на Рис. 3.10)⁷. Однако большинство существующих

⁷ В соответствии со строительными нормами и правилами в Германии, удельное конечное потребление энергии на цели отопления должно быть в диапазоне между 40 и 96 кВт-ч/м²/год в базовых системах теплоснабжения. По российским СНиП, аналогичный показатель применительно к климатическим условиям Германии составляет 55-105 кВт-ч/м²/год. Таким образом, требования Германских СНиП строже:

зданий имеют весьма низкие параметры эффективности отопления. Следующие средние показатели удельного энергопотребления на цели отопления были рассчитаны в зависимости от года постройки: построенные до 1990 г. (0,23 Гкал/м²/год); построенные в 1991-2000 гг. и недавно отремонтированные (0,13 Гкал/м²/год); построенные после 2000 г. (0,09 Гкал/м²/год)⁸.

Малые системы теплоснабжения (в малых поселениях) характеризуются высокими удельными расходами тепловой энергии на цели отопления, достигающими 0,5 Гкал/м², что в 5 раз превышает уровень современного эффективного домостроения в России.

Горячее водоснабжение является вторым по значимости конечным потребителем в жилом секторе. Удельное энергопотребление на цели горячего водоснабжения обычно учитывается в литрах на душу населения. В этом отчете удельное потребление энергии выражено в Гкал/чел./год. Для зданий, построенных после 2000 г. удельное потребление энергии составляет 0,0774 Гкал/чел.; для построенных в 1991-2000 гг. – 1,135 Гкал/чел.; для недавно отремонтированных – 1,723 Гкал/чел.; для построенных до 1991 г. – 2,597 Гкал/чел. (см. Рис. 3.11). Если удельное энергопотребление на цели горячего водоснабжения будет соответствовать лучшим практикам, то технический потенциал составит 13,13 млн. тнэ (65% от существующего потребления).

Число домохозяйств, оснащенных приборами учета потребления горячей воды в России растет год от года. Одна лишь установка такого прибора приводит к средней экономии 30-40% горячей воды. В действительности, как показали исследования ЦЭНЭФ, привычки и стереотипы потребления горячей воды довольно консервативны, поэтому эта экономия только частично обуславливается изменением поведения потребителей и заменой водоразборных приборов, а в основном является свидетельством того, что фактические потери тепла в сетях значительно выше, чем в отчетных данных. Поэтому эти потери оплачиваются потребителями, не имеющими приборов учета по горячей воде, хотя в действительности они никогда не потребляли этого тепла. В данной работе эти потери описаны в разделе о потерях в тепловых сетях. Тем не менее, как показывают подробные исследования, проведенные для ряда российских городов, существует возможность вдвое снизить потребление энергии на цели горячего теплоснабжения без ущерба для санитарных условий; при этом 12% этого потенциала скрыто в системах коллективного пользования (регулирование температуры и давления воды, теплоизоляция труб системы горячего водоснабжения и т.д.), а остальные 38% - в жилищах⁹. При использовании этого подхода технический потенциал также составляет 13,4 млн. тнэ, что подтверждает достоверность оценки.

Все больше появляется приборов учета горячей воды в квартирах. Расчет по этим приборам дает заметную разовую экономию. Рост тарифов на горячую воду является важным фактором роста оснащенности потребителей приборами учета воды. Однако затем эффект стабилизируется за счет того, что привычки водопотребления довольно устойчивы.

На долю централизованного теплоснабжения приходится 60% энергопотребления общественных зданий в России (13,43 млн. тнэ). Информация о распределении общественных зданий в России по уровню удельного потребления энергии на цели отопления отсутствует.

на 20-27% для многоквартирных зданий и на 9-10% для индивидуальной застройки. См. В.А. Ильичев, Ю.А. Матросов, Г.Л. Осипов. Energy efficient future of Russia's building sector. "Building techniques Bulletin", No. 8, 2005, pp. 56-61.

⁸ Распределение было получено на основе данных по жилым зданиям в нескольких российских городах, для которых ЦЭНЭФ разработал программы энергосбережения (в числе прочих - Кострома, Железногорск, Ижевск, Южно-Сахалинск, Челябинск, Березники, Липецк).

⁹ В. Папушкин, Т. Тасенко, И. Башмаков и др. Система оказания надежных и энергоэффективных коммунальных услуг. ПРООН, М. 2005 г.

Расход тепловой энергии на цели отопления в общественных зданиях мало отличается от жилых зданий и в среднем также составляет около 0,2 Гкал/м²/год (см. рис. 3.12). Существует много видов общественных зданий, выполняющих разные функции (в том числе школы, больницы, правительственные учреждения, магазины, рестораны, спортивные сооружения) и имеющих очень разную структуру энергопотребления. Проведение сравнения между ними по показателю удельного потребления энергии является сложной задачей. Но даже здания, выполняющие одинаковые функции, значительно различаются по этому показателю: например, лучший и худший показатели удельного потребления энергии на цели отопления в школах Ростова-на-Дону различаются в 8 раз, а по освещению они различаются на порядок. Распределение было проведено ЦЭНЭФ на основе данных, полученных в ходе работы по многочисленным проектам повышения энергоэффективности в общественном секторе.

Лишь небольшая часть общественных зданий и зданий сферы услуг была построена после 2000 г. в соответствии с новыми СНиП и отвечает современным требованиям к тепловой защите и эффективности теплоснабжения (зеленая зона на Рис. 3.12). Большинство существующих зданий построены давно и весьма неэффективны. Следующие средние показатели удельного энергопотребления на цели отопления были рассчитаны в зависимости от года постройки: построенные до 1990 г. (0,337 Гкал/м²/год); построенные в 1991-2000 гг. (0,176 Гкал/м²/год); и недавно отремонтированные (0,210 Гкал/м²/год); построенные после 2000 г. (0,142 Гкал/м²/год)¹⁰.

2.5.4. Показатели эффективности производства тепловой энергии

Данные формы 11-ТЭР показывают повышение эффективности производства тепловой энергии как на электростанциях (что явилось отчасти результатом перехода все большего их числа на метод разнесения затрат на топливо на ТЭЦ в соответствии с оценкой их конкурентных преимуществ), **так и на котельных**, что явилось как результатом вывода из эксплуатации малоэффективных котельных, модернизации существующих и ввода новых высокоэффективных котельных (см. рис. 3.13). Однако положительная динамика средних показателей не должна скрывать огромный разброс в уровне эффективности источников теплоснабжения.

На многих мелких котельных удельные расходы топлива существенно выше нормативных, а на отдельных котельных достигают уровня 500 кгут/Гкал (см. рис. 3.14). Удельные расходы существенно зависят от вида топлива (самые низкие удельные расходы – в котельных, работающих на газе), единичной мощности и состояния оборудования котельных. Выборочная диагностика муниципальных систем теплоснабжения показала, что 64% муниципальных котельных имеют КПД ниже 80%, 27% - ниже 60%, а 13% - даже ниже 40%. Заявленные КПД котлов, работающих на природном газе, варьируют в пределах 70-93%; нефти и нефтепродуктах – 65-90%, угольных – 60-80%, дровяных – 30-65%. Однако даже для котельных, работающих на газе, КПД часто не превышает 80%. Там, где используются самодельные котлы, устаревшие или неэффективные марки котлов типа «Энергия» или КЕ, где топливо (дизельное или уголь) используется нецелевым образом, КПД котельных даже на газе составляет только 40-50%, на нефти – 30-40%, а на угле – даже 13%. В то же время, есть примеры высокоэффективной эксплуатации котельного оборудования.

Основные причины того, что фактический КПД ниже регламентного, заключаются в следующем: низкое качество теплоносителя; нарушение качества топлива (нефтяные котлы); устаревшее оборудование и нарушение дисциплины его ремонтов (или недостаточные ремонты); применение непрофильной автоматики. Иногда в качестве

¹⁰ Распределение было получено на основе данных по жилым зданиям в нескольких российских городах, для которых ЦЭНЭФ разработал программы энергосбережения (в числе прочих - Кострома, Железногорск, Ижевск, Южно-Сахалинск, Челябинск, Березники, Липецк).

новых устанавливаются морально устаревшие низкоэффективные котлы. Существуют значительные возможности повышения КПД отдельных котельных как за счет модернизации оборудования, так и за счет повышения эффективности эксплуатации имеющегося оборудования.

По данным выборочного обследования около 300 котельных только 70% газовых и нефтяных котельных оснащены приборами учета расхода топлива, и только 35% котельных оснащены приборами учета производства тепловой энергии. Поэтому удельные расходы и КПД котельных часто оцениваются расчетным способом. Фактические значения КПД существенно ниже, а удельные расходы – выше отчетных данных. Данные отчетности не дают оснований полагать, что даже там, где приборы учета стоят, данные с них регулярно считываются.

Четверть котлов имеет срок службы свыше 20 лет, а 60% котлов служат уже более 10 лет. Износ котельного оборудования по разным котельным составляет от 20 до 100%. При отсутствии программы модернизации к 2010 г. срок службы более половины парка котлов превысит 20 лет. В сельских районах КПД котлов со сроками службы свыше 10 лет часто не превышает 60%. Интенсивное обновление котельного оборудования в последние годы позволило поднять долю новых котлов до 25%.

Удельный расход электроэнергии на выработку и транспорт теплоты для большинства котельных существенно превышает нормативные значения, а для 60% котельных даже превышает максимальное нормативное значение для систем теплоснабжения с малой нагрузкой – 35 кВт-ч/Гкал (см. рис. 3.15). Особенно важно отметить, что высокие удельные расходы электроэнергии характерны для многих населенных пунктов, где очень дорогая электроэнергия вырабатывается на ДЭС, что ставит затраты на электроэнергию (20-25%) на первое место в структуре затрат предприятий теплоснабжения. В Финляндии среднее значение этой величины равно 7 кВт-ч/Гкал, а для систем с присоединенной нагрузкой не более 5 Гкал/час он не превышает в среднем 187 кВт-ч/Гкал.

Показатели отказов всех типов котельного оборудования находятся на достаточно высоком уровне даже в тех поселениях, где они эксплуатируются высококвалифицированными специалистами. Основные причины отказов: несвоевременный ремонт (отказ теплообменной поверхности); нарушение качества топлива (вызывающее отказы горелок в период их эксплуатации); нарушение качества теплоносителя; некачественный монтаж оборудования; внезапные отказы системы внешнего электропитания; несвоевременные плановые ремонты и нарушение дисциплины обслуживания; нарушение качества топлива (вызывающее отказы горелок в период их эксплуатации); несоответствие режимов работы и неплотности в системах удаления продуктов сгорания. Основной инициатор отказов котлов – отказ системы электроснабжения.

Качественная наладка режимов котлов – одно из основных средств повышения их КПД. Невыполнение наладочных работ, низкое качество теплоносителя, несоблюдение требуемых условий эксплуатации приводит к тому, что фактические КПД котлов значительно меньше паспортных.

На большинстве мелких котельных водоподготовка отсутствует. Это является одной из основных причин отказов котлов, аварий на тепловых сетях и во внутридомовых системах отопления.

Качество теплоносителя заметно ухудшается после его возврата из тепловых сетей, так как часть потребителей (в основном, жилые здания первых массовых серий) присоединена к системам теплоснабжения по зависимым схемам. Коррекция теплоносителя требует повышенного расхода катионитов. Перевод систем теплоснабжения на независимую схему присоединения потребителей существенно

сократит расходы на регенерацию катионитов и повысит контроль водно-химического режима. Совершенствование водоподготовки – одно из приоритетных направлений программы модернизации системы теплоснабжения.

Автоматизация режимов работы всегда являлась «слабым местом» котельных (даже самых крупных) в России. Она все еще не соответствует современным требованиям. На долю автоматизированных котлов приходится 63%. Крайне важно осуществить модернизацию систем управления в существующих котельных, что позволит эксплуатировать их в оптимальных режимах и сократить излишний персонал. На крупных котельных, работающих на единую тепловую сеть, пусть даже и с ограниченными зонами обслуживания, общее управление источниками чрезвычайно важно. Чтобы уверенно поддерживать наиболее эффективные режимы эксплуатации котельных, сокращать время диагностики отказа основного и вспомогательного оборудования и время восстановления оборудования в работе, требуется создание общей (для всей системы в целом) системы автоматизированного управления. Локальные системы, которыми штатно укомплектованы котельные, не обеспечивают решения комплекса проблем, связанных с надежной эксплуатацией котельных.

За последние годы накоплен значительный опыт повышения эффективности работы котельных за счет использования новейших технологий. Основными направлениями работы стали ввод в эксплуатацию нового высокопроизводительного автоматизированного котельного оборудования в т.ч. автономных котельных; новых моделей горелок; систем химводоподготовки; систем учета расхода топлива, воды, электроэнергии и производства тепловой энергии; ультразвуковых противонакипных аппаратов; регулируемых приводов на насосы и вентиляторы; пластинчатых теплообменников; автоматизированных систем управления, и др. Важнейшей задачей реконструкции и развития систем теплоснабжения является тиражирование накопленного опыта и более широкое использование новейших технологий, позволяющих повысить надежность и эффективность производства тепловой энергии на котельных.

2.6. Показатели эффективности транспорта и распределения тепловой энергии

Согласно данным статистики, доля потерь тепловой энергии увеличилась с 7% в 2000 г. до 9% в 2006 г. При включении неучтенных потерь этот показатель их долю можно оценить в 13-15% в 2000 г. и 14-17% в 2006 г. Существенного прогресса в отношении снижения доли потерь в эти годы не было. Снижение потерь за счет перекладки тепловых сетей, как правило, в отчетности не показывается, в рост доли населения в структуре потребления тепловой энергии привел к росту доли потерь в распределительных тепловых сетях.

Фактические потери в 70% систем теплоснабжения (преимущественно в мелких) составляют 20-60% (см. рис. 3.16), тогда как в Финляндии даже в малых системах теплоснабжения доля потерь не превышает 12%. Высокий уровень потерь в России определяется как избыточной централизацией многих систем теплоснабжения, так и плохим состоянием тепловых сетей и низким качеством их обслуживания. Протяженность сетей теплоснабжения в российских регионах различается на порядки (см. рис. 3.16). На порядок может различаться и эффективность их эксплуатации. Около 16% трубопроводов служат от 5 до 10 лет. Примерно половина всех сетей проложена надземно. Износ тепловых сетей составляет по отдельным муниципальным образованиям и поселениям от 30 до 87%.

Долговечность тепловых сетей, эксплуатирующихся в условиях отсутствия водоподготовки, не превышает 6-8 лет. Долговечность тепловых сетей (ресурс) зависит от условий их эксплуатации. Существует два подхода к определению остаточного ресурса и срока службы тепловых сетей: технический (по потоку отказов) и экономический

(равенство или превышение ежегодных затрат на ликвидацию отказов над годовыми затратами при сооружении нового теплопровода или участка теплопровода). Всегда предпочтительно использовать экономический подход. Однако выделить затраты на ремонтные работы (прежде всего, затраты на ликвидацию повреждений) в тепловых сетях из существующей документации теплоснабжающих компаний крайне трудно, а сопоставить эти затраты с картой тепловых сетей практически невозможно. По отдельным муниципальным образованиям на аварийно-восстановительные работы расходуется около 10% себестоимости при том, что еще столько же тратится на капитальные ремонты.

Около 50% всех затрат в системах теплоснабжения могут быть отнесены на обслуживание тепловых сетей. Для систем теплоснабжения, попавших в зону высокой эффективности централизованного теплоснабжения, доля затрат на транспорт тепла не превышает 30-35% от суммарных затрат в системах теплоснабжения.

Техническое состояние тепловых сетей многих населенных пунктов неудовлетворительно: теплогидроизоляция отсутствует, в осенне-весенний период тепловые сети затапливаются водой, что приводит к увеличению потерь и повышению расхода топлива, отсутствие подготовки воды на котельных приводит к значительной коррозии и снижению долговечности тепловых сетей. Отложение соединений железа на стенках труб приводит к уменьшению пропускной способности трубопроводов, перерасходу топлива и электроэнергии. Многие сети гидравлически разрегулированы, так как многие элементы системы тепловых сетей не соответствуют расчетным данным (диаметры распределительных сетей) или отсутствуют совсем (дроссельные шайбы). Требуется наладка гидравлического режима тепловых сетей.

Опыт перекладки сетей с применением новых ППУ (бесканальная прокладка) уже накоплен во многих муниципальных образованиях. Как правило, применяется полная технология с изоляцией сварных стыков линейной части тепловой сети в термоусадочных муфтах. Стационарные средства диагностики повреждений не используются.

Вопрос о масштабах перекладки тепловых сетей должен решаться только после принятия решения о газификации и степени децентрализации теплоснабжения.

2.6.1. Сравнение параметров оптимальности и эффективности российских и зарубежных систем теплоснабжения

Сравнение параметров оптимальности и эффективности выборки российских систем теплоснабжения (как в благополучных регионах (ХМАО), так и в менее благополучных (Сахалинская область) отдельными зарубежными системами теплоснабжения (Копенгаген, Финляндии, Хельсинки и Европейский союз в целом) показывает, что российским системам теплоснабжения необходимо еще пройти значительный путь прежде, чем они выйдут на современный уровень Западной Европы.

Таблица 0.9. Основные показатели эффективности некоторых российских и зарубежных городов

Показатели эффективности	Единицы	Ханты-Мансийск	Урай	Радужный	Нижневартовск	Нефтеюганск	Невельск	Оха	Угледорск	Холмск	Страны Европейского Союза	Дания – Большой Копенгаген	Хельсинки
Показатели эффективности систем централизованного теплоснабжения													
Имеющийся резерв мощности	%	58	50	20	34	39	No	3	65	42	10	26	
Относительная материальная характеристика	м2/Гкал/час	226	157	80-90	50-70	70-100	185	396	138	126	<100	<100	
Присоединенная тепловая нагрузка в расчете на 1 м тепловых сетей	Гкал/час/км	0.4	0.4	0.78	1.51	1.77	0.87	0.40	1.07	1.56		2.39	2.24
Потребления теплоты в расчете на 1 м тепловых сетей	Гкал/год/д/м	1.43	1.44	1.83	4.42	5.12	1.42	0.98	2.64	1.92		3.17	5.00
Удельное потребление тепла на цели отопления	Ккал/(м2/градусо-сутки)	29.56	31.13	34.77	37.75	39.4	13.60	27.91	32.62	24.18	28.7	23.9	
Число потребителей в расчете на 1 отключение	Здания												13-14
Индикаторы энергоэффективности													
Выработка тепла	%	85-87	85-93	88-90	93	91	85	77	62	50	92-94		90
Удельное потребление топлива	кгут/Гкал	182.1	159-162	157.5-164.5	150.4-161.2	158-160	168	197-210	216-231	286			
Доля ТЭЦ	%	0	0	0	0	0	0	100	13				93%
Эффективность системы транспорта тепла	%	83.4	89.5	84.2	84.8	88.7	80-75	76-69	79-74	75-68	95-90		93.5
Потери в сетях, в том числе:	%	16.6	10.5	15.8	15.2	11.3	20-25	24-31	21-26	25-32	5-12		6.5
В магистральных сетях	%	6.0	4.0	5.8	5.2	4.8	8	10	8	9	1-5	1	
В распределительных сетях	%	10.6	8.5	10.0	10.0	5.5	12	14	11	16	4-7	1	
Удельное потребление электроэнергии в системах транспорта тепла	кВт-ч/Гкал	37.9	24.6	22.8	25.8	21.7	42.3	22.0	18.0	55.4	6-19	7-9	
Потребление воды в системах централизованного теплоснабжения	Объемы в системы/год	45.7	46.9	44.7	47.9	49.0	47.7	54.9	45.8	49.3	0,3-1,9	0.4-0.7	0.8

Учет потребления тепла													
На тепловом источнике	Да/нет	14% да	Да	Да	Да	80% да	Да	Нет	Нет	Нет	Да	Да	Да
На ЦТП	Да/нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Да	Да	Да
Конечное потребление	Да/нет										Да	Да	Да
Жилой сектор	Да/нет	7% да	Нет	9% да	3% да	9% да	Нет	Нет	Нет	Нет	Да	Да	Да
Общественные здания и другие потребители	Да/нет	75% да	68% да	97% да	53% да	77% да	Нет	Нет	Нет	Нет	Да	Да	Да
Показатели надежности													
Частота аварий	1/км-год	0.32	0.64	0.24	0.5	0.27	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0,03-0,1		0.13
Частота отключений		нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных			0.28
Автоматизация регулирования отпуска тепла													
На источнике (центральное)	Да/нет	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да
На ЦТП / ИТП (групповое)	Да/нет	Нет	Нет	Да	85% нет	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Да	Да	
У конечных потребителей (индивидуальное)	Да/нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Да	Да	Да
Отключение горячего водоснабжения на время проведения ремонтов	Дней	21	21	21	21	21	Нет DHW	90	90	90	0	0	0
Тепловые потери вследствие несбалансированного спроса и предложения	%	7	3	5.7	4.3	5.2	1.9	4%	7%	7%	0	0	0.00
Диспетчеризация режимов теплоснабжения													
На источнике	Да/нет	Да	Да	Да	Да	Да	Нет	Нет	Нет	Нет	Да	Да	Да
В сетях		Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Да	Да	Да
На ЦТП / ИТП	Да/нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Да	Да	Да
У конечных потребителей	Да/нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет

Источники: Отчеты о результатах энергетических обследований нескольких российских систем централизованного теплоснабжения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (Ханты-Мансийска, Урая, Радужного, Нижневартовска, Нефтеюганска) и Сахалинской области (Невельска, Охи, Углегорска, Холмска); А. Нуоркиви. Институциональный справочник по совместной выработке тепла и электроэнергии и системам централизованного теплоснабжения. Декабрь 2002 г. Подготовлен для BASREC; Хельсинки Энерджи. Годовой отчет за 2004 г.; СТР Годовой отчет 2003; Копенгаген Энерджи. Годовой отчет 2002; В-П. Сирола. Строительные издержки и другая статистика по трубопроводам систем централизованного теплоснабжения Финляндии. “Euro Heat and Power”. V. II, 2004.

2.7. Оценка потенциала энергосбережения в сфере производства, транспорта, распределения и потребления тепловой энергии

Оценка потенциала энергосбережения в сфере производства транспорта и потребления тепловой энергии¹¹ проведена на базе использования двух дополняющих подходов:

- ⇒ Сравнение средних удельных теплоемкостей по России с целом с лучшими по России и лучшими за рубежом;
- ⇒ Экстраполяция на Россию в целом данных, разработанных ЦЭНЭФ для более чем 50 городов программ модернизации систем теплоснабжения.

Были оценены

- ⇒ **технический** потенциал энергосбережения (максимально возможный при современном уровне техники);
- ⇒ **экономический** потенциал энергосбережения (экономически целесообразный при тарифах на тепло в 2007 г. и 2010 г. и при использовании в инвестиционных решениях социальной нормы дисконтирования (6%);
- ⇒ **рыночный** потенциал энергосбережения (проекты окупающиеся при тарифах 2007 г. не более, чем за 5 лет).

Был определен **прямой** потенциал экономии тепла и **косвенный** – экономия топлива на источниках теплоснабжения за счет экономии тепла во всех звеньях цепочки теплоснабжения (см. табл. 3.10).

Повышение эффективности конечного потребления тепла и снижение потерь в сетях может привести к снижению потребления тепла на 840 млн. Гкал, или на 52%. Самый большой потенциал – в жилых зданиях (385 млн. Гкал), затем – в системах транспорта и распределения тепла, а также в потреблении тепла в энергетике (237 млн. Гкал) и в производственном секторе (129 млн. Гкал). Косвенный потенциал снижения потребности в топливе на производство тепловой энергии и требуемой для ее производств и транспорта электрической энергии равен 166 млн. тут, в т.ч. около 110 млн. тут, или без малого 100 млрд. м3 природного газа.

¹¹ И. Башмаков и К. Борисов, М. Дзедзичек, И. Грицевич, А. Лунин. Ресурс энергоэффективности в России: масштаб, затраты и выгоды. Москва, 2007. Подготовлено для Всемирного Банка.

Таблица 3.10. Оценка технического потенциала экономии тепловой энергии и топлива на ее производство

Производство и потребление энергии	Тепло (млн. Гкал)	Топливо всего (млн. тунт)
Всего первичное производство энергии		166,0
Выработка электроэнергии		6,8
Выработка тепла		159,2
Всего	840,4	
Производство и преобразование топлива	236,5	
Добыча и преобразование угля	1,1	
Добыча нефти	2,9	
Нефтепереработка	17,0	
Добыча и переработка газа	3,1	
Собственное потребление		
Потери в сетях	212,5	
Всего конечное потребление энергии	603,9	
Сельское и лесное хозяйство	5,0	
Добывающая промышленность	6,0	
Производственный сектор	129,0	
Производство кокса	6,1	
Производство кислорода	1,9	
Производство сжатого воздуха	0,3	
Перекачка и подготовка воды для промышленного использования	0,3	
Производство чугуна	0,7	
Мартеновские печи	0,6	
Производство стали в электродуговых печах	0,3	
Стальной прокат	2,8	
Стальные трубы	0,3	
Синтетический аммиак	0,8	
Удобрения и карбамид	2,8	
Синтетический каучук	5,2	
Металлическое литье	0,3	
Целлюлоза	11,6	
Бумага	3,5	
Картон	1,6	
Цемент и клинкер	0,1	
Мясо	1,6	
Хлеб	1,4	
Прочее	8,68	
Строительство	0,4	
Транспорт	0,7	
Коммунально-бытовые услуги	3,4	
Сфера услуг	74,4	
Жилой сектор	385,0	

Источник: И. Башмаков и К. Борисов, М. Дзедзичек, И. Грицевич, А. Лунин. Ресурс энергоэффективности в России: масштаб, затраты и выгоды. Москва, 2007. Подготовлено для Всемирного Банка.

В промышленности низкзатратные мероприятия по оптимизации и модернизации паропотребляющего оборудования позволяет снизить потребление пара на 31-48% и окупается

менее, чем за 1 год¹². На типичном российском предприятии такие низкочастотные мероприятия приводят к снижению потребления пара более чем на 30%¹³ и окупаются менее чем за 1 год. То же справедливо для потребления горячей воды в промышленности. Было сделано предположение, что потенциал снижения потребления тепловой энергии в «прочих отраслях промышленности» равен 50%, или 4,34 млн. тнэ. Специальное исследование было проведено для оценки затрат на реализацию мероприятий по повышению эффективности использования пара в 5 отраслях: целлюлозно-бумажная промышленность, пищевая промышленность, деревообработка, текстильная промышленность и производство цемента и клинкера. Рассматривались следующие мероприятия: модернизация установленных паровых котлов и их оптимальная загрузка (применение автоматизации управления процессом сжигания топлива); установка регуляторов давления в паровых отопительных системах (паропроводы); модернизация трубопроводов и теплоизоляции в паропроводах (линии пара и конденсата); введение в эксплуатацию новых систем сбора и возврата конденсата (установка конденсатопроводов, насосов, сборных резервуаров и конденсатоотводчиков); модернизация (замена) конденсатоотводчиков в системах сбора и возврата конденсата на предприятиях; утилизация вторичных энергетических ресурсов (вторичной теплоты) на производстве или для целей теплоснабжения. Самая большая экономия (в денежном выражении) была оценена в 25 долл./тнэ при норме дисконтирования 12%. Поэтому весь потенциал повышения эффективности производства, распределения и потребления пара является экономически эффективным.

Потенциал повышения эффективности систем теплоснабжения жилых зданий может быть оценен путем сравнения среднего удельного потребления энергии (в расчете на 1 м²/год) с наилучшим показателем в новом здании, исходя из предположения, что все дома могут быть мгновенно заменены, или путем сравнения нынешнего уровня с удельным потреблением энергии зданием после модернизации (исходя из предположения, что все старые жилые дома могут быть мгновенно модернизированы).

В первом случае теоретически для сравнения можно взять самые энергоэффективные здания в мире, такие как пассивные дома или «дома с нулевым или почти нулевым расходом энергии»¹⁴, доведя потенциал повышения энергетической эффективности систем отопления до почти 100% от текущего уровня энергопотребления¹⁵. Но пассивные дома, как правило, - это отдельно стоящие индивидуальные жилые дома. В России, где большая часть городского населения проживает в многоквартирных домах, они могут применяться в ограниченном масштабе (главным образом, в пригородных коттеджах). Переселение людей в пассивные дома потребует перестройки всей городской инфраструктуры. При проведении дальнейших оценок используются самые эффективные многоквартирные здания из строящихся в России в настоящее время.

В рамках первого подхода важно проверить, не влечет ли повышение эффективности отопления увеличения издержек для застройщиков, и если да, то насколько. Для ответа на этот вопрос были собраны данные по проектам 28 новых типов зданий, строящихся в Москве в настоящее время. Было проведено сравнение удельного потребления энергии на цели отопления (в кВт-ч/м²) с затратами на строительство в расчете на 1 м². Не было выявлено

¹² Эрнст Уоррелл, Кристина Галицки. Повышение энергетической эффективности в нефтепереработке, 2005 г. Материалы летней 2005 г. конференции Американского совета по энергоэффективной экономике по энергоэффективности в промышленности.

¹³ Руководство по повышению энергетической эффективности в пищевой промышленности.

¹⁴ Они не требуют приобретения энергии на цели отопления, поскольку используют только тепловыделения жителей и бытовых приборов.

¹⁵ Один из таких домов существует в США с 2002 г. Ежедневно он потребляет электроэнергию лишь на сумму 0,82 долл. США (из них 0,45 долл. США приходится на отопление и охлаждение) против 4-5 долл. США в обычных домах. Энерджи Текнолоджи Перспектив 2006. Стр. 338.

никакой корреляции (см. Рис. 3.17). Поэтому ответ на поставленный вопрос – «нет»: возведение более энергоэффективных зданий не влечет никаких дополнительных затрат, поэтому издержки строительства обуславливаются другими факторами, такими как количество этажей, геометрия и ориентация здания, стоимость материалов, фонд заработной платы и др.

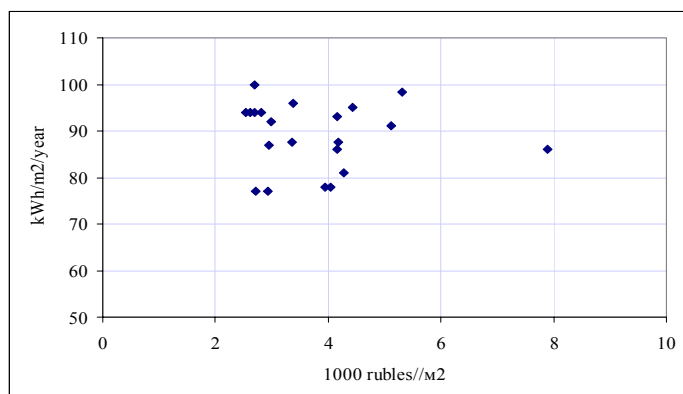


Рис. 3.17. Зависимость между затратами на строительство жилых зданий и удельным потреблением энергии новых типов зданий, строящихся в Москве в соответствии со СНИП 1999 г. (в анализ включены только затраты на строительство; ни стоимость землеотвода, ни стоимость подключения к сетям не учитываются)

Из рассмотренных 28 проектов многоквартирных и многоэтажных зданий лучший показатель составлял всего лишь 77 кВт-ч/м²/год против среднероссийского показателя 229 кВт-ч/м²/год. При таком подходе технический потенциал в России может быть оценен в 41,8 млн. тнэ, в том числе 31,3 млн. тнэ в системах централизованного теплоснабжения. Ежегодно в России сносится только 0,5% жилых зданий, так что даже при удвоении темпов сноса неэффективного жилья этот процесс займет целое столетие.

«Сбривание» красной и желтой зон на Рис. 3.12 возможно только при реализации мер по повышению энергетической эффективности в зданиях, которые, при умеренных затратах, могут привести к экономии энергии в объеме 35-60%. С практической точки зрения, реализация технического потенциала модернизации существующего жилого фонда представляется более реалистичной, чем мгновенная замена всех зданий на новые, самые эффективные. Для проведения этого анализа все здания, присоединенные к системе централизованного теплоснабжения (2364 млн. м²¹⁶), были разделены на четыре категории: построенные до 1990 г. (74,1%); построенные в 1991-2000 гг. (14,2%); построенные после 2000 г. (6,5%); и недавно модернизированные (5,2%). При модернизации всех зданий, построенных до 1990 г., и доведении их показателя средней энергоэффективности до 0,13 Гкал/м²/год технический потенциал повышения эффективности отопления составит 169 млн. Гкал. Этот уровень необходимо адаптировать к снижению потребления электроэнергии и природного газа на цели отопления домов, подключенных к системам централизованного теплоснабжения. С учетом того, что на долю систем централизованного теплоснабжения приходится 10% потребления природного газа и электроэнергии на цели отопления, можно достичь дополнительной экономии в объеме 0,8 млн. Гкал электроэнергии и 1,2 млн. Гкал природного газа; таким образом, нижняя оценка потенциала составит 171 млн. Гкал. Так что в зависимости от используемого подхода потенциал повышения энергоэффективности в теплоснабжении варьирует между 171 и 418 млн. Гкал. В дальнейших расчетах средний технический потенциал повышения энергоэффективности в теплоснабжении был принят равным 250 млн. Гкал.

¹⁶ Российский статистический ежегодник. 2006.

Отсутствие адекватных капитальных ремонтов и мотивации к повышению энергетической эффективности в ходе проведения капитальных ремонтов блокируют реализацию этого потенциала. Важно отметить, что, по крайней мере, 60% потенциала повышения энергоэффективности в жилых зданиях приходится на долю систем коллективного пользования, а 40% - на квартиры. Существуют институциональные возможности (например, развитие бизнеса ЭСКО) для определения выгодополучателя от мер по повышению эффективности использования энергии в жилых зданиях и для гармонизации интересов домохозяйств. Более того, экономия при муниципальных закупках энергоресурсов может стать важным источником финансирования капитальных ремонтов жилых зданий.

Существует множество мероприятий по повышению эффективности использования энергии на цели отопления и горячего водоснабжения при проведении модернизации существующих зданий. Затраты на реализацию этих мероприятий зависят от того, выполняются ли они в рамках одного домохозяйства (тогда действуют розничные цены на материалы и оборудование) или проводится модернизация целого здания силами жилищной компании (тогда действуют оптовые цены). Эффекты от мероприятий в большой степени зависят от специфических характеристик здания и климатической зоны (эффект от одного и того же мероприятия, реализованного в Норильске, где количество градусо-суток превышает 11 тыс., в 3-4 раза больше, чем в Астрахани, где количество градусо-суток составляет 3 тыс.).

На рис. внизу показана кривая затрат на реализацию мер по повышению энергоэффективности для Железногорска (около 100 тыс. жителей) (см. рис. 3.18)¹⁷. При ожидаемых ценах на тепло в 2010 г. только два мероприятия экономически нецелесообразны при норме дисконтирования 6%. При норме дисконтирования 12% рейтинг мер по уровню удельного потребления энергии меняется, и 5 мероприятий теряют рыночную привлекательность. С учетом торговли квотами на выбросы CO₂ в цене топлива список мероприятий существенно не изменяется. Стоимость экономии энергии вследствие установки термостатических вентилей на радиаторах и некоторых мер по применению наружной теплоизоляции превышает тарифы на тепло даже с учетом торговли квотами на выбросы CO₂.

Совокупный потенциал снижения потребления энергии для целей отопления и горячего водоснабжения в жилых зданиях оценивается в 385 млн. Гкал. При ожидаемых в 2010 г. средних ценах на тепловую энергию и торговле углеродными квотами экономический потенциал снижается до 308 млн. Гкал, а рыночный – до 24 млн. тнэ. Однако при ценах на тепло 2007 г. рыночный потенциал составляет только 146 млн. Гкал.

Опыт разработки программ повышения энергоэффективности для более чем 50 российских городов показывает, что средний размер инвестиций в снижение потребления энергии на цели отопления путем модернизации жилых домов составляет 700-1000 долл. США/тнэ. Таким образом, при экономии 39 млн. тнэ модернизация 88% жилой площади в российских домах потребует капиталовложений в объеме 27-39 млрд. долл. США. Значительная часть этих инвестиций будет направлена на замену изношенных элементов строительных конструкций и оборудования для продления срока службы здания. Только 11-13 млрд. долл. США могут быть выделены в качестве приростных капиталовложений.

Потенциал повышения эффективности систем отопления в общественных зданиях можно оценить путем сравнения среднего удельного потребления энергии (в расчете на 1 м²) с лучшим аналогичным показателем в новом строительстве. Такой подход позволяет оценить технический потенциал в 6,44 млн. тнэ. С помощью этого же подхода была сделана оценка

¹⁷ В Железногорске 6600 градусо-суток отопительного периода, что отражено в СНиП. Это вдвое больше, чем в Ростове-на-Дону, и вдвое меньше, чем в Норильске. В Москве этот показатель равен 5027. Поэтому результаты, полученные по Железногорску, необходимо снизить, прежде чем экстраполировать их на остальную территорию Российской Федерации; некоторые мероприятия, относящиеся к теплоизоляции наружных стен, могут оказаться экономически нецелесообразными.

технического потенциала по горячему водоснабжению. Для зданий, построенных после 2000 г., удельное потребление энергии составляет 0,022 Гкал/м²; для зданий, построенных в 1991-2000 гг., – 0,027 Гкал/м²; для недавно модернизированных зданий – 0,032 Гкал/м²; для построенных до 1991 г. – 0,052 Гкал/м². При доведении всего удельного потребления энергии в системах горячего водоснабжения до наилучшего показателя технический потенциал составляет 1 млн. тнэ.

Совокупный потенциал снижения потребления тепловой энергии в системах теплоснабжения общественных зданий составляет 74.4 млн. Гкал. При ожидаемых средних ценах на тепловую энергию в 2010 г. и норме дисконтирования 6% экономически целесообразный потенциал будет составлять 60 млн. Гкал, а при норме дисконтирования 12% и ценах 2010 г. рыночный потенциал сжимается до 40 млн. Гкал и далее до 22 млн. Гкал при ценах 2007 г.

Потенциал повышения энергетической эффективности производства тепла на котельных оценивается в 10,4 млн. тнэ, или 8,4% от уровня потребления в 2005 г. (см. табл. 3.11). Наибольший потенциал определяется на промышленных котельных. В зависимости от применения гибких механизмов Киотского протокола приблизительно на 90% технический потенциал является экономически эффективным, а на 30-87% привлекательным для субъектов рынка.

Таблица 3.11. Оценка потенциала повышения энергетической эффективности производства тепла на котельных, млн. тнэ

Тип электростанции	Уровень потребления в 2005 г.	Технический потенциал	Экономический потенциал	Экономический потенциал при условии начала торговли квотами на выбросы CO ₂	Рыночный потенциал (при ценах 2010 г.)	Рыночный потенциал (при ценах 2007 г.)
Всего котельные	123.24	10.39	9,40	9,41	9,01	3,16
Уголь	82.21	6.63	6,61	6,62	6,21	1,25
Нефтепродукты	10.81	0.57	0,57	0,57	0,57	0,57
Природный газ	26.98	2.23	2,23	2,23	2,23	1,34
Прочее твердое топливо*	3.25	0.97	0,00	0,00	0,00	0,00
Промышленные котельные	81.85	7.70	7,08	7,08	6,73	1,69
Уголь	58.11	5.09	5,08	5,08	4,73	0,55
Нефтепродукты	7.71	0.46	0,46	0,46	0,46	0,46
Природный газ	13.99	1.54	1,54	1,54	1,54	0,68
Прочее твердое топливо*	2.04	0.61				
Районные котельные	14.64	2.01	1,97	1,98	1,93	1,20
Уголь	10.15	1.40	1,39	1,40	1,35	0,64
Природный газ	1.25	0.06	0,06	0,06	0,06	0,06
Нефтепродукты	3.12	0.52	0,52	0,52	0,52	0,50
Природный газ	0.11	0.03				
Прочее твердое топливо*	26.76	0.68	0,35	0,35	0,35	0,27
Котельные малой мощности**	13.95	0.14	0,14	0,14	0,13	0,06
Уголь	1.85	0.05	0,05	0,05	0,05	0,05
Нефтепродукты	9.87	0.17	0,17	0,17	0,17	0,16
Природный газ	1.10	0.33				
Прочее твердое топливо*	123.24	10.39	9,40	9,41	9,01	3,16

*В силу разнообразия используемых прочих видов твердого топлива в рамках данного исследования невозможно разбить потенциал по уровню затрат.

**Для оценки потенциала на котельных малой мощности по уровню затрат не хватает данных. Было сделано предположение, что его структура аналогична структуре потенциала на котельных систем централизованного теплоснабжения.

Источник: оценки ЦЭНЭФ

Доведение газовых промышленных котельных до современного технологического уровня приведет к экономии энергоносителей (природного газа) в объеме 5,09 млн. тнэ; большая часть этого потенциала (5,08 млн. тнэ) является экономически эффективной и привлекательной для рынка. При ценах на газ 2007 г. только 0,55 млн. тнэ представляют собой привлекательный для рынка потенциал; при ожидаемых ценах на газ в 2010 г. он увеличивается до 4,73 млн. тнэ. Для определения возможного повышения энергоэффективности в каждом российском регионе использовался средний КПД котлов. Удельные приростные капиталовложения, а также изменения эксплуатационных издержек, были взяты из технико-экономических обоснований программ модернизации систем централизованного теплоснабжения, разработанных ЦЭНЭФ за последние годы. Технический потенциал на промышленных котельных на жидком топливе и на угле составляет 0,46 млн. тнэ и 1,54 млн. тнэ (см. Рис. 3.18). Необходимые инвестиции для реализации этого потенциала составляют приблизительно 7 млрд. долл. США.

Доведение газовых районных котельных до современного технологического уровня приведет к экономии топлива в объеме 1,4 млн. тнэ. На котельных системы централизованного теплоснабжения, работающих на жидком топливе, технический потенциал составляет 0,06 млн. тнэ, а на районных котельных, работающих на твердом топливе, - 0,52 млн. тнэ. Затраты на реализацию программы модернизации котельных системы централизованного теплоснабжения составляют приблизительно 1,5 млрд. долл. США.

Высокая степень износа оборудования и плохое качество эксплуатации также приводят к избыточному электропотреблению систем теплоснабжения. Модернизация насосов на котельных приведет к экономии 13 млн. кВт-ч, или 1,12 млн. тнэ.

Во многих европейских странах с хорошо развитыми системами теплоснабжения потери в сетях составляют 2-10%. В России максимальные тепловые потери в сетях не должны превышать 10%. Это предельный уровень потерь, при котором эффективность централизованного теплоснабжения физически выше, чем децентрализованного теплоснабжения. Потенциал снижения тепловых потерь был оценен в 173 млн. Гкал с учетом различных диаметров и сроков службы трубопроводов. Большая часть этого потенциала (170 млн. Гкал) является экономически эффективной по экономико-инвестиционным критериям, а 159 млн. Гкал – по рыночно-инвестиционным критериям (при ценах на топливо 2007 г.), и 166 млн. Гкал - при ожидаемых ценах 2010 г. Капитальные затраты для реализации этого потенциала оцениваются в 18,6 млрд. долларов США. Лишь часть этих затрат приходится на долю снижения тепловых потерь. Основная цель перекладки трубопроводов системы теплоснабжения состоит в обеспечении теплоснабжения потребителей, сокращении числа отключений и снижении стоимости ремонтов, а также в продлении срока службы труб. Поэтому лишь часть (скажем, 50%) капиталовложений в модернизацию тепловых сетей может быть отнесена на снижение тепловых потерь, что снижает предельные затраты до 9,8 млрд. долларов США.

При оценке итогового потенциала снижения потерь в сетях сначала учитывалось снижение потребности в тепле за счет реализации потенциала повышения эффективности его использования у конечных потребителей, а затем принималось допущение, что для оставшейся части тепла технически возможно снизить потери в сетях до 4-5%. В итоге интегральный потенциал снижения потерь в сетях получается равным 212,5 млн. Гкал.

3. Современные тенденции в развитии теплоснабжения за рубежом

В странах ОЭСР потребление тепла от ТЭЦ и крупных котельных существенно опережало рост потребления первичной энергии. Производство тепла выросло с 578 до 862 млн. Гкал, или на 49%, при росте потребления первичной энергии только на 5%. В странах Европы рост был еще более динамичным - 71%. В Китае производство тепловой энергии выросло с 349 млн. Гкал в 2000 г. до 547 млн. Гкал в 2005 г. или на 57%, что несколько быстрее общего роста энергопотребления (50%). Быстро расширяется зона централизованного теплоснабжения за счет быстрого роста как количества больших городов, так и их размера. В планах Германии на перспективу до 2030 г. заложено снижение потребления тепловой энергии на 29% при существенной перестройке ее топливного баланса в пользу биомассы, теплоутилизации и геотермальной энергии.

Во многих странах новых членах Европейского Союза - Польше, Чехии, Венгрии, Литве, а также в Восточной Германии - после резкого падения потребления тепловой энергии в 1990-2000 гг. оно стабилизировалось или продолжало очень медленно сокращаться в 2000-2005 гг. То есть тенденция, проявившаяся в России довольно универсальна для этой группы стран.

Доля тепловой энергии в конечном потреблении энергии выросла, но во многих странах все еще остается низкой. В Италии она равна только 2%, а в Исландии – 87%. В Швеции доля централизованного теплоснабжения от всего энергопотребления на цели отопления в жилых зданиях и в сфере услуг выросла с 25% в 1980 г. до 54% в 2006.

Доля ТЭЦ в выработке тепловой энергии в ОЭСР выросла с 60 до 70%. В отдельных странах эта доля варьирует от 9% в США до 50% в Дании. Во многих странах ОЭСР приняты законодательные акты стимулирующие выработку тепловой энергии на ТЭЦ.

Развитие ТЭЦ считается важной составляющей энергетических стратегий и реализации национальных планов по выполнению обязательств по Киотскому протоколу. В Европейском Союзе поставлена задача довести долю выработки электроэнергии на ТЭЦ до 18% в 2010 г. Для стимулирования развития ТЭЦ японское правительство предоставляет субсидии, налоговые льготы, разработало процедуры упрощающие лицензирование ТЭЦ и сдачу их в эксплуатацию, и продажу избытка электроэнергии в сеть, или третьей стороне¹⁸. Такая же схема используется в Южной Корее. Субсидии предоставляет также Дания. В США, разработана «дорожная карта» по стимулированию развития ТЭЦ¹⁹. Поставлена задача увеличить мощность ТЭЦ страны с 85 ГВт в 2007 г. до 92 ГВт к 2020 г.²⁰ Тарифы на электроэнергию отпускаемую от ТЭЦ субсидируются в Дании, Германии, Канаде, Чехии, Венгрии, Латвии, Литве и др. странах.

Зона эффективности больших централизованных систем теплоснабжения существенно сократилась, созданы благоприятные условия для развитие распределенной (малой) энергетики. Распределенная генерация – производство электроэнергии вне зоны централизованного электроснабжения на установках, способных работать как автономно, так и параллельно с сетью. В системах с раздельным производством электрической и тепловой энергии на газе появилась возможность доводить КПИТ до 85%, что резко ограничивает преимущества совместной выработки электрической и тепловой энергии и накладывает жесткие ограничения на максимальный уровень потерь в сетях централизованных систем теплоснабжения (см. рис. 3.19). Эффективность выработки электроэнергии на комбинированном цикле на газе

¹⁸ Japan gas association. CHP technology development and commercialization. Global CHP/DHC Policy Best Practices. October 10-11, 2007.

¹⁹ National CHP Roadmap. Doubling combined heat and power capacity in the United States by 2010. US Combined heat and power association. March 2001.

²⁰ M. Smith. United States CHP policies: on the road to 92 GW. Global CHP/DHC Policy Best Practices. October 10-11, 2007.

повысилась до 57-60%, а эффективность выработки тепловой энергии на газовых котельных по низшей теплотворной способности - до 100% и выше. В итоге выгоды централизованного теплоснабжения по сравнению с распределенным (децентрализованным теплоснабжением с широким использованием мини- и микро-ТЭЦ все чаще подвергаются сомнению)²¹;

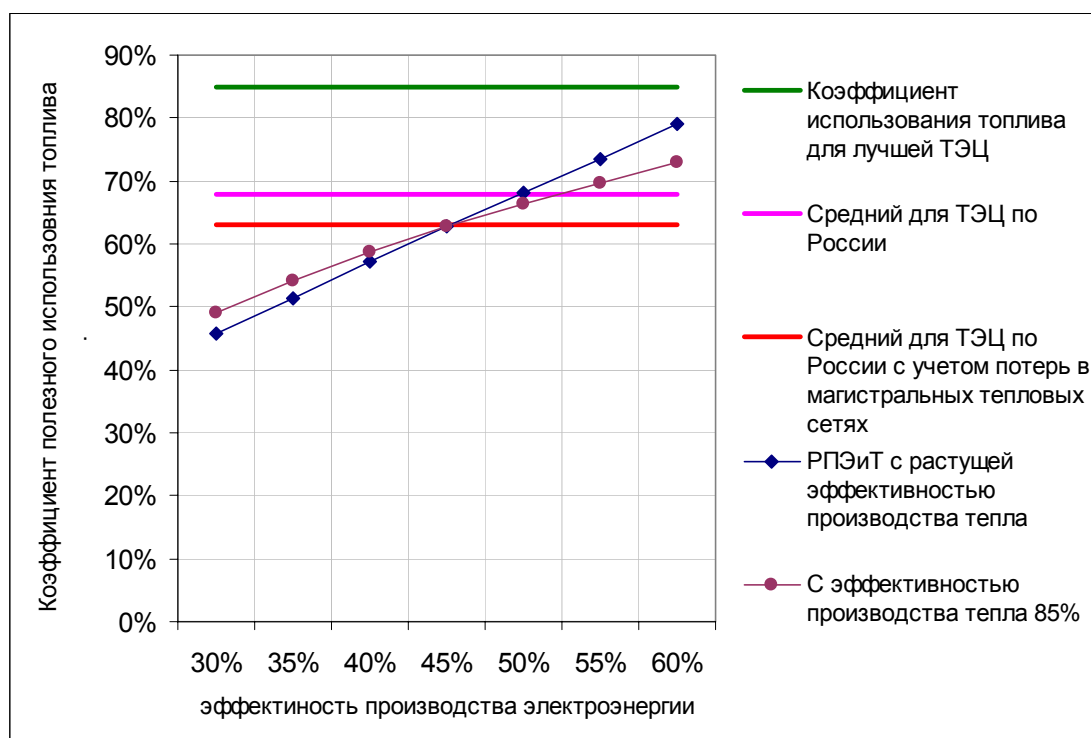


Рис. 3.19. Анализ соотношений КПИТ в системах с совместной и раздельной (РПЭиТ) выработкой тепловой и электрической энергии и эффективности выработки электроэнергии

По мере роста цен на газ при существенно более медленном удорожании электроэнергии экономические преимущества ТЭЦ также существенно снижаются. ТЭЦ, особенно мини-ТЭЦ работают преимущественно на газе. Поэтому удорожание газа влечет за собой как повышение стоимости как тепловой, так и электрической энергии, что может приводить в потере части рыночной ниши при конкуренции с не газовыми электростанциями.

Существенно снижается средняя единичная мощность устанавливаемых ТЭЦ без потери экономической или энергетической эффективности, что позволяет захватывать новые рыночные ниши – энергоснабжение крупных зданий, или небольших групп зданий. Предлагается следующая классификация ТЭЦ по мощности: большие ТЭЦ – с мощностью свыше 40 МВт; средние ТЭЦ - с мощностью свыше от 15 до 40 МВт; малые ТЭЦ – с мощностью свыше от 2 до 15 МВт; мини ТЭЦ - с мощностью от 500 кВт до 2 МВт и микро ТЭЦ - с мощностью менее 500 кВт²². Микро ТЭЦ создаются на основе газовых турбин, газовых двигателей, в т.ч. с использованием цикла Миллера в диапазонах мощностей от 10 кВт до 10 МВт. В Дании прекращено субсидирование строительства ТЭЦ мощность выше 25 МВт. В Нью-Йорке средняя мощность устанавливаемой ТЭЦ снизилась с 2 МВт в 1980 г. до 0,3 МВт в 2006 г. Микро-ТЭЦ устанавливаются в жилых зданиях и офисных комплексах с КПИТ достигающим и

²¹ Hi-chun Park and Hoseok Kim. Heat supply systems using natural gas in the residential sector: is the district heating system energy saving? Global CHP/DHC Policy Best Practices. October 10-11, 2007.

²² National CHP Roadmap. Doubling combined heat and power capacity in the United States by 2010. US Combined heat and power association. March 2001.

превышающим 85%. Прогресс в развитии технологии топливных элементов снимет в значительной степени экологические ограничения на использование других видов топлива (помимо газа) в системах децентрализованного теплоснабжения. Закон, принятый в Германии в 2002 г., стимулирует строительство ТЭЦ на топливных элементах.

Системы централизованного теплоснабжения, все больше превращаются в системы централизованного теплоснабжения и охлаждения. Довольно динамично развивается рынок использования тепла для целей охлаждения через процессы абсорбции. Это позволяет существенно повысить загрузку оборудования ТЭЦ по теплофикационному циклу и получить дополнительные выгоды от когенерации. Мини-ТЭЦ и микро-ТЭЦ все в большей мере используются для целей отопления, ГВС и кондиционирования зданий, что существенно расширяет рынок ТЭЦ и продолжительность их загрузки по теплофикационному циклу.

Развитие и повышение эффективности работы систем централизованного теплоснабжения все больше используется для «срезания» пика электрической нагрузки. Это важно как для летнего максимума при использовании систем централизованного охлаждения, так и для зимнего, когда при понижении температуры резко растет потребление электроэнергии на цели отопления.

Системы централизованного теплоснабжения позволяют довольно быстро менять структуру топлива используемого для генерации тепловой энергии. Во многих странах произошли заметные изменения в структуре топливного баланса теплоэнергетики. В Швеции в 1973 г. на долю мазута приходилось более 90%, а в 2005 г. – только 7%. Мазут был вытеснен биомассой (35% в 2005 г.), сжиганием мусора (11%); газом (9%); тепловыми насосами (11%); углем (4%); прочими топливами (7%). Мощность источников тепла, использующих биомассу в Швеции удваивается каждые 10 лет²³. В итоге удельная эмиссия CO₂ на единицу вырабатываемого тепла снизилась там в 1980-2005 гг. в 4 раза. Такая перестройка топливного баланса теплоэнергетики Швеции позволила существенно повысить энергетическую безопасность страны и стабилизировать цены на тепло на фоне резкого роста цен на нефть. В Дании запрещено электроотопление и проводится политика к полному исключению из топливного баланса систем теплоснабжения угля и мазута²⁴. В Германии доля природного газа в топливном балансе теплоэнергетики равна 40%, а угля и лигнита – 50%. В Польше на долю угля приходится 94%.

Во многих странах (Дания, Финляндия, Германия, Чехия, Латвия, Литва, Эстония и др.) в последние 10 лет успешно развивался процесс муниципального энергетического планирования, в рамках которого определялись зоны централизованного и децентрализованного теплоснабжения с разделением зон действия тепловых и газовых сетей с обязательным присоединением к тепловым сетям в зонах централизованного теплоснабжения.

В системы теплоснабжения все больше внедряются механизмы конкуренции²⁵. В ряде стран (Дания, Польша, Венгрия, Латвия) при закупке тепловой энергии от внешних источников требуется в первую очередь приобретать ее от источника с наименьшим тарифом. Все больше стран, в которых тарифы на тепло не регулируются (Финляндия, Канада, Германия, Швеция, Великобритания). В Латвии выделено три подсистемы: генерация тепла, распределение и термическая конверсия (ЦТП И ИТП). Последняя

²³ S. Werner. Sweden's heat infrastructure policy. Global CHP/DHC Policy Best Practices. October 10-11, 2007.

²⁴ B. Larsen. Denmark – Answer to a burning platform: CHP/DHC. Global CHP/DHC Policy Best Practices. October 10-11, 2007.

²⁵ МЭА. От холода к теплу. Политика с сфере теплоснабжения в странах с переходной экономикой. 2005.

сфера деятельности не регулируется, собственник может отдать ее в обслуживание любой компании.

Растет доля частных систем теплоснабжения. Во многих странах постепенно меняется структура собственности в системах теплоснабжения. Например, в Швеции доля муниципальной собственности снизилась с 100% в 1990 г. до 62% в 2002 г. Но все же основная часть систем теплоснабжения находится в муниципальной или кооперативной (Дания) собственности. Для их обслуживания все больше привлекаются частные компании в рамках развития частно-государственного партнерства.

Нет единой тенденции в отношении выделения отдельных видов бизнеса в системах теплоснабжения. Во многих странах (Германия, Дания, Финляндия, Голландия, Румыния, Швеция, Швейцария, США и др.) услуги теплоснабжения эффективно предоставляют комплексные коммунальные муниципальные компании. Вопрос эффективности их работы – это больше вопрос «правил рынка», чем формы собственности, или масштабов обслуживания.

Системы теплоснабжения превращаются в интеллектуальные системы. Все шире применяется интеллектуальное управление источниками, сетями, локальная интеграция распределенной генерации на источниках, присоединенных к электрическим и тепловым сетям общего пользования в так называемые «виртуальные электростанции» позволяющая совместно управлять режимами объединенных децентрализованных источников,

Активно разрабатывается и реализуется специальная государственная политика в области развития систем теплоснабжения и ТЭЦ выведенная на уровень национальных стратегий. Во многих странах приняты законы по развитию теплоснабжения и ускорению развития ТЭЦ: Дания, Венгрия, Германия, Литва, Польша, Эстония, Южная Корея, Япония. В других странах политика в области теплоснабжения оформляется решениями правительства (Польша, Чехия, Латвия, США. В этих нормативных и стратегических документах отражаются аспекты технической, энергетической, экономической, приватизационной, природоохранной, жилищной и социальной политики.