РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
Институт народнохозяйственного прогнозирования

Александр Семенович
НЕКРАСОВ

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗЫ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛЕЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Избранные труды

ИНП РАН
Москва, 2013

УДК 338.45
ББК 65.304.14
Н48

Редакционная коллегия:

Ивантер В.В. (ответственный редактор), Синяк Ю.В.,
Воронина С.А., Семикашев В.В., Некрасова О.А., Иткин П.Д.

Некрасов А.С.

Н48 **Анализ и прогнозы развития отраслей топливно-энергетического комплекса.** Избранные труды. — М. Издание ООО «ЛЕТО Индастриз», 2013 - 592 с.

ISBN 978-5-91940-538-2

Издание избранных трудов доктора экономических наук, профессора, Заслуженного деятеля науки Российской Федерации А.С. Некрасова посвящено его памяти.

А.С. Некрасов был выдающимся экономистом-энергетиком, связавшим свою долгую творческую жизнь с решением широкого круга проблем анализа и перспектив развития топливно-энергетического комплекса страны и его отраслей. В предлагаемой читателю книге собраны наиболее фундаментальные и интересные работы А.С. Некрасова, написанные им лично или совместно со своими учениками и единомышленниками на протяжении более чем полувека.

Публикуемые работы освещают широкий круг вопросов методологии анализа и прогнозирования развития энергетики страны, разработки энергетических балансов от промышленных предприятий до страны в целом, реформированию электроэнергетики, экономическим проблемам обеспечения населения энергией, экономико-математическому моделированию в решении задач электро-, тепло- и топливоснабжения.

Многие работы А.С. Некрасова сохранили свою высокую актуальность до наших дней и являются образцом подхода к изложению материалов по крупным энергетическим проблемам народнохозяйственной значимости.

Книга представляет несомненный интерес для молодых ученых и студентов старших курсов экономических и технических высших учебных заведений, является полезной для широкого круга специалистов, работающих в области планирования и прогнозирования развития энергетики страны.

© А.С. Некрасов, 2013

ISBN 978-5-91940-538-2 © Российская академия наук, 2013

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 5

Раздел I. Анализ и перспективы развития ТЭК 7

Альтернативы развития российской энергетики 7
Экономические проблемы развития энергетического сектора в России 97
Цены на энергию в экономике России 111
Экспортная политика России на мировых энергетических рынках 148
ТЭК России в XXI веке. Тяжелое бремя энергопотерь 170
Развитие энергетического комплекса России в долгосрочной перспективе 176
Валютные поступления от экспорта российских углеводородов: факторы и зависимости 207
Тепло Земли согреет малые города 214
Грейтесь сейчас, зимой тепло не будет 220

Раздел II. Энергетический баланс России 226

Энергетический баланс: принципы его разработки и анализа 226
Стоимостная оценка энергетического баланса России 274

Раздел III. Электроэнергетика России 288

Некоторые социально-экономические аспекты электрификации СССР на современном этапе 288
Экономические результаты реформирования российской электроэнергетики 294
Электроэнергетика России: экономика и реформирование 319
Современное состояние электрификации России 368

Раздел IV. Теплоснабжение России 383

Экономические проблемы теплоснабжения в России 383
Современное состояние теплоснабжения России 393
Перспективы развития теплоснабжения России 412

Раздел V. Экономические проблемы энергообеспечения населения России 437

Затраты на энергию в российских домашних хозяйствах 437
Проблемы обеспечения населения России тепловой энергией 460

Раздел VI. Методология и моделирование 475
Системный метод исследования — основа формирования методологии оптимизации развития топливно-энергетического комплекса 475
Планирование развития топливно-энергетического хозяйства 493
Моделирование и оптимизация развития топливно-энергетического комплекса района 499
Среднесрочный прогноз структуры энергетического баланса 514
Модель оценки уровня электрификации народного хозяйства 528
Модель размещения электростанций 542
Эффективность применения новых технологий сжигания топлива на тепловых электростанциях 553
Народнохозяйственное резервирование в электроэнергетике 558
Проблема регулирования топливоснабжения 565
Совместное регулирование неравномерности топливопотребления вследствие изменчивости отопительно-вентиляционных нужд и энергоотдачи гидроэлектростанций 574

Предисловие

В современной цивилизации энергия пронизывает все стороны производственной и общественной жизни общества. Поэтому методы оценки эффективности технологий являются определяющими при выборе направлений инновационного совершенствования и развития энергетических систем. Однако, только в начале 20 века стало понятно, что для оценки эффективности любых технологических процессов, связанных с использованием энергии, недостаточно рассматривать их изолированно друг от друга.

Необходимым стал всесторонний анализ взаимосвязей элементов энергетической цепи: от добычи природных энергоресурсов до их конечного использования для получения конечной продукции и услуг. В дальнейшем это требование было расширено включением в анализ элементов окружающей среды и общества.

Потребовались новые подходы к оценке производственных систем, выходящие за пределы узкопрофессиональных знаний, основанных только на закономерностях физико-химических наук, и требующих расширения анализа за счет перехода к учету более широкого круга причинно-следственных связей, возникающих в энергетической системе, природе и обществе на протяжении всего срока жизни технологий. Энергетика была одной из первых сфер деятельности, где эти принципы получили практическое воплощение в практику принятия решений. В дальнейшем этот подход получил название системного подхода.

Развитие системных исследований привлекло на первых этапах специалистов широкого профиля с универсальными знаниями и неординарными взглядами. Число таких людей всегда было ограниченным, а прикладные системные исследования привлекают к себе особых людей. В разработке основ системного анализа в энергетике в послевоенные годы приняли участие выдающиеся экономисты-энергетики — В.И. Вейц, М.А. Стырикович, Л.А. Мелентьев, А.А. Бесчинский, Е.О. Штейнгауз и др. Благодаря им во второй половине прошлого столетия в России сложилась научная школа экономики энергетики и системного анализа в энергетике.

А.С. Некрасов начинал свою профессиональную деятельность в окружении этих людей. Это отложило заметный отпечаток на всю его научную деятельность как инженера и экономиста. Он продолжил изыскания своих учителей. Его работы проникнуты настоящим профессионализмом. В них нашли отражение глубина инженерного понимания существа технических процессов с экономическими факторами их вписания в современную экономическую систему. Такой подход оказался исключительно плодотворным при решении острых и сложных

народнохозяйственных проблем. Во многом эти работы не потеряли своей актуальности и сегодня, несмотря на то, что некоторые из них написаны почти полвека назад.

В предлагаемой читателю книге собраны наиболее интересные публикации, написанные лично А.С. Некрасовым и совместно с его коллегами. Они сгруппированы в шести тематических разделах:

Раздел I. Анализ и перспектива развития топливно-энергетического комплекса (9 публикаций).
Раздел II. Энергетический баланс России (2 публикации).
Раздел III. Электроэнергетика России (4 публикации).
Раздел IV. Теплоснабжение России (3 публикации).
Раздел V. Экономические проблемы энергообеспечения населения России (2 публикации).
Раздел VI. Методология и моделирование (10 публикаций).

При отборе статей редакционная коллегия старалась исключить дублирование и оставить наиболее интересные места, сохраняющие свою актуальность до настоящего времени.

Мы надеемся, что книга представит интерес для широкого круга специалистов, занимающихся вопросами экономики-энергетики, а также изучающих историю и опыт применения системных исследований в энергетике.

Редакционная коллегия благодарит А.Ю. Колпакова за помощь в подготовке материалов.

Редакционная коллегия.

РАЗДЕЛ I.
АНАЛИЗ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЭК

Альтернативы развития российской энергетики [1]

Энергетическая политика в экономическом развитии (вводные замечания)

Основной задачей энергетической политики России при современном состоянии экономики и энергетики и в перспективе их развития является переориентация отношения к энергоресурсам в их экономическом, социальном, экологическом и техническом аспектах. Нужна выработка такой стратегии развития энергетики, которая при любых пропорциях государственного и рыночного секторов экономики гарантировала бы надежное и эффективное функционирование народного хозяйства России.

Энергетическая политика как составная и неразрывная часть общей экономической стратегии должна формироваться и может быть реализована лишь в рамках конкретных условий и требований, складывающихся на этапах преобразования экономики России. Для макропрогноза экономики и энергетики страны, находящихся в состоянии кризиса, можно с большой мерой осторожности представить последовательность и содержание этих этапов.

В условиях продолжающихся спада производства, разрывов традиционных материально-хозяйственных связей, финансовой несбалансированности, резкого замедления воспроизводственных процессов временные параметры таких этапов определить сложно. Эта неопределенность усиливается из-за развития негативных тенденций, разрушивших имевшуюся систему экономических и энергетических оценок динамики народного хозяйства, и несоответствия существующей информационной базы новым задачам экономических измерений.

Исходя из представлений о характере общеэкономического развития, можно полагать, что переход к рыночной экономике радикальной социальной ориентации на качественно новой структурно-

[1] Ж. «Проблемы прогнозирования», № 6, 1993 г. Соавторы: Борисова И.Н., Воронина С.А., Кретинина Ю.С., Полянская Т.М., Суздальцева Л.Ф.

технологической и институциональной основе потребует выполнения четырех этапов[2]:

– преодоления экономического спада (основные задачи этого этапа сформулированы в [1]);

– восстановления производства и потребительского стандарта; интенсивных структурных и технико-технологических преобразований;

– развития экономики на новой качественной основе.

Соответственно, задачи энергетической политики будут развиваться и трансформироваться в процессе последовательной реализации этих этапов (табл. 1 и 2).

Вместе с тем, очевидно, что долгосрочные последствия принимаемых решений по развитию отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) могут оказывать существенное влияние на стратегию социально-экономического развития страны. С достаточным основанием можно утверждать, что в средне- и долгосрочной перспективе роль ТЭК в экономике России будет возрастать. Это связано:

– с возрастанием роли энергетической составляющей в структурных преобразованиях народного хозяйства и финансовой политике;

– с сохранением в течение длительного времени роли экспорта энергетических ресурсов в валютном обеспечении страны;

– с усилением роли энергетического фактора в формировании согласованной экономической политики стран СНГ;

– с ростом социальной значимости энергии, особенно электро- и теплоэнергии, в формировании потребительского стандарта и образа жизни населения;

– с повышением роли качественных видов энергии в осуществлении научно-технического прогресса и особенно его инновационной составляющей;

– с усилением мер по сокращению негативного воздействия энергетики на региональные и планетарную экосистемы.

[2] Предложены М.Н. Узяковым (ИНП РАН).

Таблица 1. Задачи энергетической политики в экономическом развитии России.

Периоды экономического развития	Содержание энергетической политики
1. Преодоление экономического спада	Сдерживание темпов падения и стабилизация объемов производства энергетических ресурсов; сохранение нормативных условий энергоснабжения потребителей. Поддержание поставок энергоресурсов на экспорт и в страны СНГ на уровне обеспечения экономических интересов России. Формирование способов и средств управления политикой цен на энергоносители. Организация программ государственной поддержки развития отраслей ТЭК и регулирования энергообеспечения регионов страны. Разработка социальных мер по обеспечению минимального уровня экологической безопасности.
2. Восстановление производства и потребительского стандарта	Обеспечение нормального энергоснабжения народного хозяйства в условиях экономической стабилизации и последующего роста за счет наращивания инвестиционных средств традиционного технического уровня. Ликвидация неэффективных производств энергетических ресурсов. Осуществление некапиталоемких и быстрореализуемых мероприятий по энергосбережению. Обеспечение жесткого экологического контроля производства и использования энергетических ресурсов. Переход к формам хозяйственно-экономического управления в отраслях энергетики, основанным на максимизации эффективного использования энергии конечными потребителями. Создание условий для качественных и количественных преобразований инвестиционного комплекса, позволяющих обеспечить интенсивные воспроизводственные процессы в энергетике. Завершение создания базового пакета законов и нормативных актов для регулирования производства, распределения и потребления энергетических ресурсов.
3. Интенсивные структурные и технико-технологические преобразования	Совершенствование структуры производства и потребления энергоносителей. Интенсивное техническое перевооружение в отраслях ТЭК и потребителей топлива и энергии. Обеспечение использования только экологически приемлемой энергетической техники и технологий. Формирование новых энергетических черт материального потребительского стандарта за счет расширения использования качественных видов энергии. Интенсификация энергосбережения на базе структурно-технологической перестройки экономики. Снижение доли энергетических ресурсов в экспорте за счет его диверсификации.
4. Развитие экономики на новой качественной основе	Завершение перехода от прямого государственного управления развитием и функционированием энергетики к косвенным (экономико-правовым) способам управления. Приведение структуры потребления и производства энергии в соответствие с количественными пропорциями народного хозяйства, отвечающими общеэкономическим тенденциям развития. Завершение формирования нового технико-технологического уровня производства и потребления энергетических ресурсов. Соблюдение экологических границ энергетического роста.

Таблица 2. Основные задачи энергетической политики России.

Направления деятельности	Периоды экономического развития			
	Преодоление экономического спада	Восстановление производства и потребительского стандарта	Интенсивные структурные изменения	Развитие экономики на новой качественной основе
Общие задачи ТЭК	Обеспечение потребности народного хозяйства в энергоносителях			
	Обеспечение рациональных объемов и структуры экспорта энергетических ресурсов, в том числе в страны СНГ			
	Формирование правовых и экономический правил экспорта энергоресурсов в страны СНГ			
	Удержание темпов снижения производства энергетических ресурсов на уровне темпов снижения спроса	Обеспечение динамики производства энергетических ресурсов в соответствии с динамикой спроса		
	Разработка и реализация политики рационального использования энергетических ресурсов и энергосбережения			
	Разработка и реализация инвестиционной политики в ТЭК			
		Повышение качества инвестиционных ресурсов		
	Формирование и развитие рынка топлива и энергии			
	Разработка и проведение новой политики ценообразования на энергетические ресурсы			
	Переход к новым организационно-правовым формам управления и экономических отношений в электро-, тепло- и топливоснабжении страны			
	Разработка механизма регулирования взаимоотношений сторон по развитию объектов энергетики и осуществлению энергосбережения			
	Формирование правовых и экономических механизмов привлечения иностранных инвесторов для развития и перевооружения отраслей ТЭК			
	Снижение экологоемкости производства, переработки, и использования энергетических ресурсов			

Продолжение таблицы 2

<table>
<tr><td rowspan="2">Направления деятельности</td><td colspan="4">Периоды экономического развития</td></tr>
<tr><td>Преодоление экономического спада</td><td>Восстановление производства и потребительского стандарта</td><td>Интенсивные структурные изменения</td><td>Развитие экономики на новой качественной основе</td></tr>
<tr><td rowspan="9">Энергопотребление и энергосбережение</td><td colspan="3">Разработка и реализация организационных мероприятий и экономико-правовых механизмов управления использованием энергоресурсов</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td colspan="3">Внедрение некапиталоемких энергосберегающих технологий</td></tr>
<tr><td rowspan="2"></td><td colspan="3">Повышение технического уровня энергопотребляющего оборудования общепромышленного назначения</td></tr>
<tr><td colspan="3">Структурная перестройка экономики</td></tr>
<tr><td colspan="4">Поддержание нормативного технического состояния оборудования и обеспечение условий его нормальной эксплуатации</td></tr>
<tr><td colspan="3">Целенаправленное технико-технологическое энергосберегающее перевооружение энерго- и материалоемких отраслей, производств и крупных предприятий</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2"></td><td colspan="2"></td><td>Технико-технологическое перевооружение прочих отраслей народного хозяйства</td></tr>
<tr><td colspan="3">Производство энергоэкономного энергопотребляющего оборудования нового технического уровня</td></tr>
<tr><td colspan="4">Расширение и углубление электрификации народного хозяйства</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Электроэнергетика</td><td colspan="3">Снижение потерь в электрических сетях и сокращение расхода энергии на собственные нужды электростанций</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2">Обеспечение нормативного уровня резервов в электроэнергетических системах</td></tr>
<tr><td colspan="3">Техническое перевооружение действующих и ввод новых мощностей на тепловых электростанциях на базе применения газотурбинного и парогазового циклов в производстве электроэнергии</td></tr>
<tr><td colspan="4">Применение газотурбинных установок малой и средней мощности в промышленных отопительных котельных и технологиях для производства электроэнергии</td></tr>
</table>

Окончание таблицы 2

Направления деятельности	Периоды экономического развития			
	Преодоление экономического спада	Восстановление производства и потребительского стандарта	Интенсивные структурные изменения	Развитие экономики на новой качественной основе
Электроэнергетика	Создание и освоение новых типов оборудования и технологий сжигания твердого топлива			
		Целенаправленное перевооружение отрасли на новой технико-технологической основе		
	Обеспечение нормативных заделов проектирования и строительства электростанций			
	Разработка концепции атомной энергетики			
		Разработка концепции развития термоядерной энергетики		
		Расширение использования нетрадиционных источников энергии		
Теплоснабжение	Разработка концепции и программы развития системы теплоснабжения и их реализация			
	Реконструкция и модернизация тепловых сетей и снижение потерь тепла до нормативного уровня			
	Реконструкция и модернизация существующих источников централизованного теплоснабжения			
	Разработка и внедрение высокоэффективных индивидуальных генераторов теплоты			
	Разработка и внедрение новых способов сжигания твердого топлива в котлах малой и средней мощности			
Топливные отрасли	Ликвидация социальной задолженности в добывающих регионах			
	Выравнивание технического уровня оборудования отдельных звеньев основных технологических процессов и смежных производств			
		Реконструкция действующих предприятий на основе современного технического уровня		
			Перевооружение отраслей на новой технической основе	
	Обеспечение нормативных заделов производственных мощностей			

Примечание. Указанные в таблице временные границы основных задач энергетической политики отмечают периоды наиболее активных действий по их решению в процессе перехода к развитию экономики на новой качественной основе.

Процесс возрастания роли ТЭК будет происходить при усложнении внутренних и внешних условий развития его отраслей и связанном с этим увеличении инвестиционной нагрузки на экономику. Основными осложняющими развитие ТЭК факторами будут: ухудшение ресурсной базы, в первую очередь нефтедобычи; перемещение добычи нефти и газа в новые районы с экстремальными природными и экономическими характеристиками; существенное увеличение затрат для снижения экологоемкости отраслей ТЭК; необходимость развития и структурного обновления инвестиционного комплекса, обеспечивающего энергопроизводящие отрасли; значительный и все возрастающий износ и низкий технический уровень существующего основного и вспомогательного оборудования в отраслях ТЭК; сохранение в энергопотребляющей сфере народного хозяйства в течение длительного времени энергорасточительных техники и технологий; необходимость учета возрастающих социально-экологических требований и материально-финансовых ограничений в воспроизводственных процессах при выборе долгосрочной политики развития ТЭК.

Понимание важного значения энергетики в формировании экономической стратегии России сделало необходимой разработку концепции энергетической политики [2]. Основные положения Концепции были рассмотрены и одобрены правительством Российской Федерации 10 сентября 1992 г. Однако в этой Концепции не удалось, по нашему мнению, охватить все основные проблемы развития энергетики и преодолеть трудности в формировании задач новой энергетической политики. При большой неопределенности сроков и неразработанности условий восстановления устойчивой позитивной динамики экономического роста предложенные меры и количественные оценки для конкретных лет перспективного периода единственного энергетического сценария, рассмотренного в Концепции, становятся скорее пожеланиями творческого коллектива ее разработчиков, нежели причинно обоснованными решениями необходимого и возможного развития энергетики России.

Современное состояние экономики и энергетики России, неопределенность их динамики не позволяют разработать достоверный количественно обоснованный долгосрочный прогноз. В этих условиях его акценты смещаются на исследование существующих и зарождающихся тенденций и противоречий в системе экономических взаимодействий, выявление и усиление позитивных аспектов, определение и ослабление негативных факторов, оценку долгосрочных последствий принимаемых решений по разным сценариям возможного развития энергетики.

Долгосрочный прогноз приобретает скорее черты численных индикативных оценок, построенных на основе исследова-

ния качественных характеристик причинно-следственных связей и взаимодействий в структурно-инвестиционном формировании и хозяйственно-экономическом функционировании отраслей ТЭК и систем потребителей топлива и энергии. Основной информационной базой для такого прогноза служат показатели экономической динамики и спроса на энергетические ресурсы, современного состояния и возможностей развития отдельных отраслей ТЭК.

Прогноз развития энергетики в нынешних кризисных условиях экономики должен базироваться на ситуациях и фрагментах энергетической политики, решения по которым требуется принять независимо от текущей экономической обстановки. Анализ факторов роста и сокращения потребностей в топливе и энергии и возможных последствий от принимаемых решений по развитию энергетических отраслей и производств позволяет выделить две группы проблемных задач формирования перспективного ТЭК. Они могут создать опорную или, образно говоря, «скелетную» основу прогноза.

Первая группа включает по существу безальтернативные решения по развитию российской энергетики. К ним относятся: интенсификация энергосбережения; сокращение вредного воздействия отраслей ТЭК на окружающую среду; бездефицитное и качественное обеспечение энергетических нужд населения; производство энергоэффективных потребительских товаров; преодоление спада и увеличение добычи нефти; реконструкция нефтеперерабатывающих заводов и углубление переработки нефти; обеспечение добычи углей для коксования; повышение надежности и качества теплоснабжения, особенно населения и культурно-бытовой сферы. Они имеют по существу единственно возможные макроэкономические решения, так как их альтернативами являются сильные негативные последствия, разрушительным образом воздействующие на экономику страны.

Вторую группу образуют альтернативные варианты развития собственно отраслей и производств ТЭК. Принципиальные решения по ним должны быть приняты в возможно короткие сроки, так как задержка будет вести к большим и все нарастающим неоправданным потерям в народном хозяйстве. В первую очередь это: выбор стратегии в развитии электроэнергетики (широкомасштабное развитие ядерной энергетики с опорой на созданный, главным образом для военных целей, научно-производственный комплекс, конверсируемый ныне в основном для обеспечения топливного цикла атомных электростанций, или, напротив, ориентация на электростанции, работающие на угле и природном газе, со своими вариантами развития); определение роли природного газа как долгосрочного стабилизирующего фактора в решении проблем энергетики, в том числе экологических, или форсированный рост его добычи для быстрого обеспечения энергетических нужд страны

и наращивания ее экспортного потенциала за счет углеводородного топлива; формирование политики добычи энергетических углей (создание прочной топливной базы для тепловых электростанций или последовательное вытеснение угля из топливного баланса России). Определение стратегии развития ТЭК на основе этих альтернатив будет оказывать существенное влияние на структурно-инвестиционную политику и воспроизводственные процессы в российской экономике.

Безальтернативные составляющие энергетической политики

Интенсификация энергосбережения

В настоящее время ТЭК России представляет собой противоречивое сочетание лидирующих в мире объемов энергопроизводства и жестких дефицитов энергоресурсов, не позволяющих ему устойчиво выполнять стабилизирующие и интегрирующие функции в экономике Российской Федерации, надежно обеспечивать ее народное хозяйство энергией. Центральным из всех возможных вариантов преодоления кризиса и развития ТЭК является формирование спроса на энергию внутри страны как по масштабам, так и структуре энергоносителей, обеспечивающих потребности народного хозяйства в электроэнергии, теплоте, моторном и котельно-печном топливе.

В 1990 г., после которого начался явный спад в экономике России, суммарное потребление первичных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) составило 1445 млн. т у.т. при их производстве в 1882 млн. т у.т. Чистый вывоз ТЭР за пределы страны составил примерно 1/4 всех первичных энергоресурсов (табл. 3).

В структуре энергетических ресурсов преобладают нефть и газ, на долю которых приходится около 80 % в производстве и около 75 % в потреблении ТЭР. Основным направлением их расходования является преобразование в электро- и теплоэнергию, на что затрачивается 41 % используемого органического топлива.

В конечном потреблении энергоресурсов ведущее место занимают транспорт, где расходуется основной объем углеводородного топлива, и промышленность, на долю которой приходится большая часть преобразованных видов энергии (табл. 4). Эти тенденции продолжают сохраняться, несмотря на абсолютное снижение производства топлива и энергии в стране (табл. 5).

Вывоз ТЭР из России, диктуемый общеэкономическими и политическими интересами, определен в основном поставками нефти, газа и продуктов их переработки в страны СНГ и дальнего зарубежья. Раз-

меры этих поставок в значительной мере связаны с общими потребностями в энергоресурсах внутри страны. Сокращение внутреннего спроса на энергию позволяет расширить экономические связи и валютные поступления без дополнительной нагрузки на отрасли ТЭК.

Решающими факторами в формировании спроса на энергию являются энергосбережение, организационно-хозяйственные и структурные преобразования в экономике, сокращающие энергопотребление. На современном этапе преодоления экономического спада происходит последовательное сокращение объемов потребления и производства энергоресурсов. Однако темпы снижения внутреннего энергопотребления остаются меньшими, чем спад основных макроэкономических показателей (табл. 6). Уменьшение потребления энергии идет в основном за счет сокращения объемов производства, а не развития процессов энергосбережения.

Замедленное сокращение спроса на энергоносители связано прежде всего с тем, что диапазон возможного снижения энергопотребления при спаде материального производства и повышении цен на топливо и энергию в целом оказывается весьма ограниченным. Это является следствием сложившейся структуры и современного состояния технологий и характера поведения потребителей, направленного на поддержание производственных мощностей в рабочем состоянии, вне зависимости от их загрузки по выпуску продукции. Оценки возможного эластичного сокращения энергопотребления, выполненные на основе анализа технологических режимов производств и значимости отдельных направлений использования энергии, приведены в табл. 7.

В производственном секторе экономики эластичное снижение потребления топлива и энергии от сокращения объемов производства продукции определяется лишь относительно нешироким диапазоном изменения эксплуатационных характеристик производств, в пределах которого не происходят необратимые нарушения технологических процессов. Резкое снижение энергопотребления здесь может произойти только при прекращении функционирования части производств и предприятий.

В непроизводственной сфере повышение цен на энергоносители и, как следствие, цен на коммунальные услуги приводит к перераспределению потребления энергии между коммунальным сектором и населением при сохранении тенденции роста. Так, в электропотреблении коммунально-бытового сектора доля нужд населения возросла с 44,6 % в 1990 г. до 47,2 % в 1992 г., в том числе в сельских районах — с 58,4 до 62,1 %. В существенной степени это связано с сохранением для населения льготных тарифов на электроэнергию и тепло, которые значительно ниже себестоимости их производства.

Таблица 3. Использование первичных энергоресурсов в 1990 г. (оценка).

	%	%
Производство, всего*, млн.т у.т.	1882 = 100,0	100,0
нефть	39,7	–
газ	39,2	–
твердое топливо	16,5	–
гидроэнергия	2,8	–
атомная энергия	1,8	–
Использовано в стране, всего, млн.т у.т.	1445	76,8
На производство электроэнергии:	309 = 100	16,4
органическое топливо:	(223)	(11,8)
нефть	8,5	–
газ	40,8	–
твердое топливо	22,9	–
замещено:	(86)	(4,6)
гидроэнергией	16,8	–
атомной энергией	11,0	–
На производство теплоэнергии**	338 = 100	18
нефть	19,0	–
газ	57,1	–
твердое топливо	23,9	–
В качестве топлива:	601 = 100	31,9
нефть	48,1	–
газ	32,6	–
твердое топливо	19,3	–
На нетопливные нужды в качестве сырья и материалов:	169 = 100	9,0
нефть	38,5	–
газ	55,0	–
твердое топливо	6,5	–
Потери топлива	28 = 100	1,5
нефть	39,3	–
газ	50,0	–
твердое топливо	10,7	–
Сальдо экспорта-импорта, включая страны бывшего СССР, млн.т у.т.	437 = 100	23,2
нефть	63,1	–
газ	33,2	–
твердое топливо	3,7	–

** Производство и другие поступления (кроме ввоза из других стран).*
***Централизованные источники теплоснабжения.*

Таблица 4. Конечное потребление энергоресурсов в 1990 г. (оценка).

	%	% к итогу
Конечное потребление энергоресурсов всего, млн. т у.т.	1247 = 100	100
в том числе:		
Население, млн. т у.т.	155 = 100	12,5
электроэнергия	15,5	
теплоэнергия*	51,0	
нефть	3,2	
газ	14,8	
твердое топливо	15,5	
Коммунальные и культурно-бытовые услуги, млн. т у.т.	120 = 100	9,6
электроэнергия	25,0	
теплоэнергия*	32,5	
нефть	6,7	
газ	11,7	
твердое топливо	24,1	
Промышленность и строительство, млн. т у.т.	611 = 100	49,0
электроэнергия	32,9	
теплоэнергия*	32,7	
нефть	11,0	
газ	13,9	
твердое топливо	9,5	
Сельскохозяйственное производство, млн. т у.т.	84 = 100	6,7
электроэнергия	25,0	
теплоэнергия*	15,5	
нефть	50,0	
газ	2,4	
твердое топливо	7,1	
Транспорт, млн. т у.т.	277 = 100	22,2
электроэнергия	11,5	
теплоэнергия*	2,2	
бензин	14,1	
дизельное топливо	15,0	
мазут и прочие нефтепродукты	31,2	
газ	26,0	
Конечное потребление энергоресурсов на душу населения, всего, т у.т./чел.	8,4	
в том числе:		
население	1,0	
коммунальные и культурно-бытовые нужды	0,8	

** Централизованные источники теплоснабжения.*

Таблица 5. Производство топлива и энергии в России.

		1985 г	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г**.
Электроэнергия,	А	962	1082	1068	1010	1010–1000
всего млрд. кВт.ч	Б	3,6	2,4	-1,3	-5,4	0,0…-1,0
в том числе произведенная						
атомными электростанциями	А	99	118	120	120	123–120
	Б	13,0	3,6	1,7	0	2,5….0,0
гидроэлектростанциями	А	160	167	168	172	170–169
	Б	4,3	0,9	0,6	2,4	-1,2–1.7
Теплоэнергия от централизован-	А	1925	2090	2095	2050	2040–2020
ных источников, всего млн.Гкал.	Б	4,3	1,6	0,2	-2,2	-0.5–1,5
Топливо, млн.т у.т	А	1585	1777,0	1661	1552	1500–1444
	Б	2,9	2,3	-6,5	-6,6	-3,4…-6,9
Первичные энергетические	А	1666	1863*	1748	1640	1567–1513
ресурсы, млн.т у.т.	Б	3,5	2,3	-6,2	-6,2	4,4…-7,7

А — натуральные показатели.
Б — среднегодовые темпы прироста, %
** Производство и другие поступления (кроме ввоза из других стран) составили 1882 млн.т у.т., из них топлива — 1796 млн.т у.т.*
*** Оценка авторов.*
Источники: [3, 4, 7].

Таблица 6. Макропоказатели народного хозяйства и энергетики России в условиях экономического спада (1990 г.= 100 %), %.

	1991 г.	1992 г.	1993 г. (прогноз)
Валовый внутренний продукт (ВВП)	89	69	66–63»
Произведенный национальный доход	89	71	67–65
Объем промышленной продукции	92	75	70–67
Внутреннее энергопотребление	96	88	86–85*
Производство:			
первичной энергии	94	88	84–81*
электроэнергии	99	93	93–92*
теплоэнергии	101	98	98–97*

** Оценка авторов.*
Источники: [3, 4, 5, 6].

Таблица 7. Доля возможного эластичного сокращения использования электроэнергии и топлива в общем потреблении энергоносителей отраслями народного хозяйства России, %.

	Электроэнергия	Топливо
Промышленность и строительство *	65–70	52–57
Сельскохозяйственное производство	10–15	10–15
Транспорт	30–35	40–50
Коммунальное хозяйство и население**	5–10	5–10
ИТОГО	47–52	36–42
Преобразование в другие виды энергии	...***	42–47
ВСЕГО	47–52	39–45

** С учетом расхода топлива в качестве сырья и на другие нетопливные нужды.*
*** У населения— в зависимости от роста цен на энергоносители.*
**** Крайне незначительно.*

Массовое использование в народном хозяйстве зданий, сооружений, машин, оборудования и бытовой техники с длительными сроками эксплуатации и ресурсо- и энергорасточительными характеристиками не позволяет в короткие сроки устранить излишнее потребление топлива и электроэнергии.

Фактически в 1991 и 1992 гг. эластичность снижения внутреннего потребления топлива и электроэнергии оказалась существенно меньшей, чем можно было ожидать исходя из технологических условий. Причиной этого является прежде всего отсутствие структурных сдвигов в экономике. Сравнительно низкие темпы снижения объемов производства в сырьевых ресурсо- и энергоемких отраслях, таких, как ТЭК, черная и цветная металлургия, химическая и нефтехимическая промышленность, лесопереработка, промышленность строительных материалов, даже привели к росту их доли в общем объеме промышленного производства с 39% в 1990 г. до 42% в 1992 г. Разрушение хозяйственных связей, нестабильность экономики неизбежно вели к увеличению потерь, нарушениям технологической дисциплины и, в итоге, к дополнительным потерям энергоресурсов. Вне зависимости от конкретных механизмов образования таких потерь очевидно, что с ухудшением экономической ситуации не происходило улучшения использования ресурсов.

В результате, несмотря на декларирование энергосберегающей политики, в последние годы прослеживается негативная тенденция роста энергоемкости валового внутреннего продукта (табл. 8). Причем одновременно имеет место увеличение электроемкости, которое практически не связано с углублением электрификации народного хозяйства.

Хаотичность и отсутствие системности при реформировании экономики особенно ярко проявились в неоправданном росте энергоемкости добавленной стоимости. Углубление реформ при сохранении неэффективных производств и негативном структурном характере экономического спада в 1992 г. резко усилили нерациональное использование энергетических ресурсов (табл. 9). В этих условиях нескоординированные изменения цен на продукцию ТЭК будут стрессовым образом воздействовать на экономику.

Таблица 8. Среднегодовые темпы прироста энергетических характеристик валового внутреннего продукта России, %.

	1981–1985 гг.	1986–1990 гг.	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.*
Энергоемкость	-0,5	1,0	4,7	7,3	18,0	6,0–3,0
Электроемкость	0,3	0,6	3,4	10,0	22,0	10,0–4,0
Теплоемкость	1.1	0,1	4,7	13,0	25,0	8,0–5,0

** Оценка авторов.*

Сохранение характера процессов, сложившихся в энергопотреблении, не позволяет надеяться на то, что высвобождение энергоресурсов, являющееся следствием экономического спада, может полностью компенсировать сокращение их производства. Это явно нереально при продолжающейся эксплуатации неэффективных предприятий и производств. В результате сохраняется давление энергетического спроса, стимулирующее наращивание объемов производства энергии.

Если не будут достигнуты заметные результаты в энергосбережении, то уже на следующем этапе, связанном с восстановлением производства и потребительского стандарта, сохранение традиционной тенденции роста потребления энергии в народном хозяйстве приведет к длительной консервации негативных факторов в развитии ТЭК. Необходимость постоянного наращивания объемов добычи топлива и производства энергии будет существенно замедлять обновление основных производственных фондов ТЭК, особенно при ограниченных мощностях машиностроения, обеспечивающих техникой отрасли комплекса. Тем самым будут постоянно воспроизводиться условия, способствующие накоплению оборудования с повышенным износом, снижению надежности энергоснабжения, нарушению нормативных требований эксплуатации. Такой путь будет, по существу, разрушающим образом воздействовать на отрасли ТЭК, неизбежно подталкивая их к сворачиванию производства из-за невозможности работы оборудования по технико-технологическим причинам.

Решающими факторами являются возможности и скорость развития процессов энергосбережения и структурных преобразований в экономике, сокращающих спрос на энергию в длительной перспективе. Создание условий, обеспечивающих сдерживание роста энергопотребления, будет способствовать обновлению и техническому перевооружению энергетических отраслей, организационным и структурным преобразованиям в ТЭК. Такой режим необходимо поддерживать практически в течение всего периода интенсивных структурно-технологических и организационно-хозяйственных преобразований. В дальнейшем, при насыщении народного хозяйства энергоэкономной техникой мирового уровня, по мере экономического роста будут возникать новые предпосылки для наращивания потребления энергии.

Таблица 9. Энергетические характеристики добавленной стоимости, кг у.т. руб.*

		1990 г.	1991 г.	1992 г.
Энергоемкость**	А	2,42	2,44	2,81
	Б		0,8	15,2
Электроемкость***	А	1,83	2,06	2,40
	Б		12.6	16.5
Теплоемкость ****	А	3,57	4,08	4,94
	Б		14,3	21,1
Топливоемкость	А	2,24	2,23	2,56
	Б		0,0	14,8
нефть	А	0,79	0,71	0,74
	Б		-10,1	4,2
газ	А	1,02	1,07	1,28
	Б		4,9	19,6
уголь	А	0,43	0,45	0,54
	Б		4,6	20,0

А — натуральные показатели.
Б — среднегодовые темпы прироста, %.
* *В ценах 1990 г.*
** *По первичным энергоресурсам.*
*** *кВт.ч/ руб.*
**** *Гкал/1000 руб.*
Рассчитано по [3, 7, 8].

Сдерживание роста энергопотребления в то же время будет сопровождаться опережающим ростом потребления электроэнергии за счет наращивания электрификации жилищ и сферы услуг, технического перевооружения и развития безальтернативных электротехнологий в материальном производстве. По другим направлениям углубление электрификации народного хозяйства должно ограничиваться в основном объемами достигаемой экономии электроэ-

нергии. Это в значительной степени связано с тем, что доля производства электроэнергии электростанциями России, работающими на газе и мазуте, достигла почти 70 %. В удельном расходе топлива на производство 1 кВт.ч почти 3/4 приходится на высококачественное углеводородное топливо, которое следует замещать в процессе электрификации.

Можно ожидать, что в течение этапов восстановления и структурного преобразования и в начальной фазе развития экономики на новой качественной основе существенного роста электропотребления не будет. Это позволит провести техническое перевооружение электроэнергетики в наиболее благоприятном для нее режиме.

Неиспользованный потенциал энергосбережения в народном хозяйстве России, по имеющимся оценкам, достигает 500–600 млн.т у.т. Этот потенциал может быть реализован за счет трех основных путей: технического перевооружения, направленного на создание и использование энергоэкономной техники; структурных преобразований в экономике, позволяющих абсолютно сократить энергоемкие производства путем снижения потребности в их продукции; хозяйственно-организационных управляющих воздействий, реализуемых в результате перестройки экономического механизма (табл. 10).

Таблица 10. Потенциал энергосбережения в народном хозяйстве России и возможности его реализации в ближайшей и среднесрочной перспективах, млн.т у.т.

	Теоретический потенциал	Возможность реализации	
		оптимистическая оценка	реалистическая оценка
Всего	500....600	270....370	190–270
в том числе, за счет: технико-технологического совершенствования	300....330	100....150	60–90
структурной перестройки производства	120–150	100....120	70–100
изменения организационных форм и хозяйственного механизма	80–120	70–100	60–80

Анализ возможных основных направлений технического перевооружения народного хозяйства на энергоэкономные технологии показывает, что при всем существующем их многообразии в настоящее время нет крупномасштабных решений в каком-либо секторе народного хозяйства или отрасли промышленности. В этих условиях ощути-

мый результат энергосбережения, связанный с переходом к энергоэкономной технике, требует дополнительных усилий машиностроения по всему спектру технологий материального производства. Однако такой массовый перевод народного хозяйства на ресурсоэкономные технику и технологии не имеет необходимой машиностроительной базы и требует значительных времени и затрат.

Следует также учитывать, что в ближней и среднесрочной перспективе структурная перестройка экономики лишь в ограниченной степени увеличит возможности энергосбережения. Поэтому основной упор в активизации энергосбережения в этот период должен быть сделан на проведение организационно-хозяйственных преобразований.

Задача состоит в организации целенаправленного управления процессом энергосбережения, в первую очередь в энергоемких сырьевых и связанных с ними перерабатывающих отраслях и производствах, где одновременно энергоемкость и материалоемкость добавленной стоимости превышают средние показатели для сферы материального производства в целом. В первую очередь это отрасли комплекса конструкционных материалов (черная и цветная металлургия, химия и нефтехимия, промышленность строительных материалов) (табл. 11), а также топливные отрасли ТЭК.

Таблица 11. Энергоемкость и материалоемкость добавленной стоимости некоторых отраслей промышленности (в ценах 1990 г.).*

Отрасли	Энергоемкость	Материалоемкость	Энергозатраты к материальным затратам
Черная и цветная металлургия	2,08	1,56	1,33
Химическая и нефтехимическая промышленность	2,13	1,28	1,66
Промышленность строительных материалов	1,62	1,19	1,36

** Показатели даны относительно средних значений энергоемкости и материалоемкости по материальному производству в целом, принятых за 1,0.*

В целом, на долю энергоемких отраслей приходится примерно 63 % всех затрат энергии в стоимостном выражении (в ценах 1990 г.) и 50 % первичных энергетических ресурсов, расходуемых в материальном производстве. В то же время их доля в общем объеме добавленной стоимости не превышает 23 %. Концентрация технических и экономических средств, организационных усилий на ресурсосбережении

в этой группе отраслей и экономия их продукции позволяют обеспечить энергосбережение как непосредственно, так и за счет мультипликативного результата от его сопряжения с экономией металлов и материалов.

Сферой первоочередных целенаправленных энергосберегающих мероприятий в промышленности должны стать крупные предприятия, имеющие высокую электроемкость продукции. К ним относятся лишь 2,5–3,5 % общего числа предприятий страны. Организация постоянного энергетического контроля и разработка мер экономического воздействия для такой численно небольшой группы позволит обеспечить надзор за рациональным использованием до 70 % электроэнергии, потребляемой промышленностью. Аналогичные соотношения характерны и для других видов энергии.

Целесообразно сконцентрировать техническое перевооружение народного хозяйства в ближайшей и среднесрочной перспективах на ограниченной номенклатуре основного энергопотребляющего оборудования, эксплуатируемого в энергоемких отраслях, а также энергопотребляющего оборудования общепромышленного назначения (табл. 12). По имеющимся оценкам, на долю этого оборудования приходится до 4/5 объема общего потребления топлива и энергии в материальном производстве.

Энергосберегающие решения должны быть обязательно соразмерены по затратам. В табл. 13 в качестве примера представлена шкала относительных величин удельных затрат в энергосберегающие технологии и мероприятия по одному из направлений. Такая ориентация даст возможность рационализировать потребление основной части энергоносителей с учетом имеющихся инвестиционных ресурсов. Это также позволит полнее использовать ограниченный потенциал машиностроения, упорядочит контроль за качественными и экономическими характеристиками выпускаемого энергоемкого оборудования.

Следует рассмотреть и возможность продления нормативных сроков эксплуатации относительно мало используемой неэнергоемкой техники. Это даст возможность уменьшить давление амортизационной замены и, соответственно, осуществить маневр в сторону производства энергоэкономного оборудования.

В целом, в составе первоочередных энергосберегающих мероприятий должны быть осуществлены относительно некапиталоемкие высокоэффективные решения с быстрым возвратом вложенного капитала. Можно ожидать, что их реализация позволит обеспечить экономию первичных энергоресурсов в размере не менее 130–170 млн.т у.т.

Состояние энергопотребления и возможные направления энергосбережения находятся в тесной взаимосвязи с тенденциями экономического развития (см. табл. 2).

Таблица 12. Основное энергоемкое оборудование, эксплуатируемое в отраслях материального производства.

Отрасли	Виды энергоемкого оборудования
Черная металлургия	Агломерационные машины, Турбовоздуходувные агрегаты для доменных печей, Мартеновские печи и плавильные электропечи, Прокатные станы, Котлы-утилизаторы
Цветная металлургия	Турбокомпрессоры, Нагнетатели, Кислородные станции, Электролизеры для производства алюминия и других металлов, Преобразователи силовые для питания электролизных ванн
Химическая и нефтехимическая промышленность	Электролизеры, Компрессоры и турбокомпрессоры, Термические печи, Установки по производству аммиака, Электродвигатели воздуходувок
Промышленность стройматериалов	Печи вращающиеся цементные, стекловарочные, для обжига керамического кирпича Оборудование дробильно-размольное в производстве цемента, Прессы для производства кирпича
Угольная промышленность	Турбокомпрессоры, поршневые компрессоры и установки для выработки и кондиционирования сжатого воздуха, Главные вентиляционные и водоотливные установки шахт, Подъемные установки шахт, Оборудование для гидроизвлечения угля и пород
Нефтяная и газовая промышленность	Электродвигатели насосов и компрессоров, используемых для закачки воды и газа в пласт, перекачки и добычи нефти, переработки газа, Насосы нефтяные, Газотурбинные установки компрессорных станций на газопроводах
Лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность	Дефибреры, Оборудование для производства термохимической массы, Оборудование для производства целлюлозы, Бумагоделательные и картоноделательные машины
Машиностроение	Турбокомпрессоры для сжатого воздуха, Индукционные печи для стали и чугуна, дуговые электропечи, Установки для индукционного нагрева, в том числе электромашинные и полупроводниковые преобразователи, Электросварочное оборудование, Сушильное оборудование

Таблица 13. Относительное изменение удельных затрат на энергосберегающие мероприятия.*

Мероприятия	Относительные границы удельных затрат, %
Затраты на теплоснабжение, включая добычу, транспорт, переработку топлива, производство и транспорт тепла	100
Утилизация вторичных тепловых энергоресурсов высокотемпературных средне и низкотемпературных	5–20 20–40
Реконструкция систем отопления, вентиляции и кондиционирования	15–50
Утилизация тепла вентиляционных выбросов	35–85
Использование геотермальных вод	25–100
Повышение теплозащиты зданий	75–150
Использование солнечной энергии	100–200

** По отношению к затратам на теплоснабжение в ТЭК.*
Рассчитано по [9].

Экологические ограничения энергетических альтернатив

В течение длительного времени в бывшем СССР не обеспечивалась природно-экологическая сбалансированность народного хозяйства. Экологические перегрузки, испытываемые населением в местах проживания, работы и отдыха, низкое экологическое качество продуктов питания, питьевой воды, жилья, техники и т. п. постоянно поддерживают социальную напряженность в обществе. Экологические ограничения на развитие и размещение производств стали сдерживающим фактором в экономике России.

Отрасли ТЭК занимают ведущее место в негативном воздействии на окружающую среду. На них приходится большая часть потерь природных ресурсов: 47 % атмосферного кислорода при окислении сжигаемого топлива и разбавлении основных видов загрязнителей, выбрасываемых энергетическими предприятиями в атмосферу (твердые выбросы, сернистый ангидрид, окислы азота, окись углерода и углеводороды); 4 % воды за счет безвозвратных потерь и расхода на разбавление загрязненных стоков; 17 % территории из-за производственного изъятия, снижения качества и плодородия почв, засоряемых отходами ТЭК; 24 % запасов фитомассы в результате загрязнения атмосферы, в первую очередь сернистым ангидридом [10]. Элементы природной среды особенно истощены в зонах активного природопользования. Продолжение расточительного энергопотребления и постоянного

наращивания мощностей в энергопроизводящих отраслях ТЭК будет усугублять экологически неблагоприятные последствия.

Воздействие ТЭК на окружающую среду в принципе может быть радикально сокращено как за счет уменьшения энергоемкости народного хозяйства, так и путем экологизации производства и преобразования энергии. Однако низкая активность инвестиционной деятельности по качественной замене основных фондов и ограниченные возможности отечественного машиностроения не позволяют ожидать быстрой реализации большей части имеющегося потенциала энергосбережения. Можно ожидать, что даже поддержание существующих объемов производства энергии в стране уже в среднесрочной перспективе может привести к необратимым экологическим последствиям.

В наиболее сложном положении находятся районы сосредоточения добычи и переработки (преобразования) энергоресурсов. Проблема экологически допустимого развития энергетики по существу заключается в выборе социально наиболее приемлемого соотношения между экологическим фоном и экологическим риском от работы энергетических объектов. Способом регулирования этого соотношения является разработка системы ограничений на экологически неблагоприятные воздействия отраслей ТЭК на окружающую среду.

Существующие масштабы экологического бедствия, необходимость компенсации потерь от стихийных явлений и аварий отвлекают значительную часть народнохозяйственных ресурсов на поддержание нынешнего экономического потенциала страны вместо решения стратегических задач экономики. В 1992 г. республиканским бюджетом Российской Федерации было ассигновано 78,4 млрд. руб. только на финансирование целевых государственных программ и централизованных капиталовложений, направленных на ликвидацию последствий катастрофы на Чернобыльской АЭС, ядерного выброса в Челябинской области и многолетнего воздействия ядерных испытаний на Семипалатинском полигоне на население некоторых районов России [11]. Это составило свыше 2 % всех расходов республиканского бюджета.

Только в результате Чернобыльской катастрофы у 15 субъектов Российской Федерации образовались территории с загрязнением почв радионуклидами, требующие в законодательном порядке социальной защиты проживающих там граждан [12]. Это означает, что примерно 55 тыс. км^2 Европейской части России с населением около 2,5 млн. чел. оказались ограниченными для проживания и хозяйственной деятельности. Суммарно радиационное пятно по площади и населению сопоставимо с Воронежской областью.

Еще 29 субъектов Российской Федерации получили загрязнения почв на своих территориях малыми дозами радионуклидов, не пре-

высивших критический уровень. Ущерб от этого пока не имеет экономической оценки.

Большие инвестиционные затраты, необходимые для решения природно-экологических проблем, в сочетании с реальной возможностью экологического блокирования энергетических объектов требуют разработки специальных мер для поддержания минимального уровня экологической безопасности. Однако ощутимое повышение экологичности отраслей ТЭК и массовый переход к энергоэкономным и экологически приемлемым технологиям у потребителей топлива и энергии представляются реальными лишь на этапе интенсивных структурных и технико-технологических преобразований в экономике и в последующем периоде (см. табл. 1 и 2).

В этих условиях необходима упреждающая разработка специальных мер для поддержания минимального уровня экологической безопасности. Для энергетики это означает три основных направления активных действий с целью охраны окружающей среды и здоровья людей.

Первое направление включает целевые программы по ликвидации последствий аварий в Челябинской области (1957 г.), на Чернобыльской АЭС (1986 г.), а ныне и в Томске-7 (1993 г.) и на других радиационных объектах, связанных с топливным циклом атомных электростанций, нормализации экологической обстановки на газодобывающем комплексе в Прикаспии, в нефтегазодобывающем регионе Западной Сибири, в угледобывающих Кузбассе и Печорском бассейне, ряде других районов. Такие целевые программы должны включать комплекс мер, направленных на радикальное повышение экологической надежности и безаварийности работы энергетических объектов. Приоритетность этой задачи определяется высокой вероятностью дальнейшего роста аварий, связанной с устареванием фондов, усилением производственной аритмии и недостаточной ответственностью и подготовленностью персонала, эксплуатирующего экологоопасные промышленные объекты. Необходим вывод из эксплуатации ядерных установок, главным образом реакторов первых поколений и блоков РБМК, риск функционирования которых высок. Модернизация их неоправдана по условиям безопасности, а останов позволит резко снизить риск ядерной аварии [13].

Второе направление связано с уменьшением техногенного воздействия на природную среду и переходом к природоэкономному способу развития энергетики. В этой связи существенное значение имеет выбор политики освоения новых топливных баз и энергетических технологий.

Строительство и эксплуатация систем добычи и транспорта углеводородного топлива и сырья стали мощным фактором нарушения

равновесия окружающей среды и экологической опасности. Сооружение много ниточных систем магистральных газо- и нефтепроводов с предельными диаметрами труб привело к отторжению значительных территорий и деформации поверхности земли и почвы с растительным слоем. Аварии на магистральных трубопроводах становятся все более тяжелыми по своим экологическим и социальным последствиям и народнохозяйственному ущербу, поскольку при утечках и выбросах углеводородов наносится непоправимый вред окружающей среде и человеку. Только в Западной Сибири из-за разрыва труб разливается, по сообщениям печати, до 1 млн.т нефти в год. Необходимы более высокий уровень и качество проектирования, сооружения и эксплуатации этих трубопроводных систем, ужесточение требований и нормативов, относящихся к оборудованию и природоохранным мерам для повышения их надежности и обеспечения безаварийной работы в течение всего срока эксплуатации.

Добыча, переработка и использование угля имеют высокую экологоемкость во всех трех средах: в земле — в виде отвалов шахт, обогатительных фабрик и тепловых электростанций; в воздухе — из-за газового и пылевого загрязнения при добыче и сжигании; в воде — из-за сброса шахтных вод и шлама обогатительных фабрик, повышения температуры в водоемах тепловых электростанций.

Не находит полного экологического решения восстановление земли угольных разрезов после завершения их разработки. Нарушение земель в расчете на 1 млн.т открытой добычи в 3–5 раз выше, чем при подземной и может достичь в перспективе в среднем 7–8 млн.га в год, прежде всего в экологически неблагоприятных Кузнецком и Канско-Ачинском бассейнах.

Расширение породоемкой разработки тонких и весьма тонких угольных пластов и увеличение глубины их разработки на шахтах в настоящее время привело к росту выдачи пород на поверхность в среднем до 0,3–0,4 т на тонну добытого угля. Даже если удастся сохранить в перспективе эти показатели, что маловероятно, ежегодный выход породы из шахт будет составлять 40–60 млн.т. Нарастание породоемкости добычи угля связано также с трудностями обратной закладки породы в выработанные пространства шахт на базе существующего оборудования. Стоимость этих работ в расчете на 1 т добываемого угля значительно превышает затраты на выдачу породы на поверхность.

Не решена проблема утилизации вскрышных пород, отходов углеобогащения и золошлаковых отходов угольных электростанций. Наличие в них широкой гаммы вредных веществ значительно ограничивает возможности использования такого рода отходов в промышленности строительных материалов.

Неоправданное стремление к чрезмерной централизации теплоснабжения и «гигантизму» ТЭЦ привело к обострению экологических и социальных проблем в городах. Чрезмерная масштабность, сложность, низкая надежность и недостаточная «режимная» управляемость проявились в повышенной аварийности крупнейших теплофикационных систем. Радиусы теплоснабжения в крупных системах с нерезервированными тепловыми сетями превышают предельно допустимую (по требованиям надежности) дальность подачи тепла. Наиболее резко возрастает аварийность теплоснабжающих систем в экстремальных условиях суровых зим.

Гипертрофированное развитие ТЭЦ в городах привело к избыточному (на 30–40 % и выше) производству на них электроэнергии по отношению к потребности самих городов. Это существенно ухудшает их экологическую обстановку, вызывает повышенные затраты на охрану окружающей среды и устранение последствий от ее загрязнения.

Экологически несостоятельными оказываются многие теплофикационные системы с ТЭЦ, работающими на угле в черте или вблизи городов, что особенно характерно для Сибири и Урала. Ухудшение состояния воздушного бассейна крупных городов здесь во многом определяется выбросами вредных веществ в больших количествах, чем от крупных котельных той же тепловой мощности. В этих условиях разукрупнение источников тепла и создание в городах нескольких автономных теплоснабжающих систем от котельных с современным экологически допустимым оборудованием может стать альтернативой теплофикации от ТЭЦ.

Проблема состоит в техническом перевооружении и развитии энергетических мощностей на основе экологически чистого энергетического оборудования для электростанций на твердом топливе. Установка технических средств, необходимых для нормализации содержания вредных компонентов в дымовых газах тепловых электростанций, приводит к приросту до 1/4, а при сероочистке до 1/2 стоимости 1 кВт установленной мощности. Эти дополнительные капиталовложения несоизмеримо меньше ущерба, наносимого здоровью населения и природной среде в зоне влияния выбросов ТЭС. Другим путем является переход к новым технологиям сжигания топлива в энергетических котлах. Так, сжигание низкокачественных углей в кипящем слое позволяет снизить выбросы окислов серы до 30 %, а окислов азота до 40 %.

В бывшем СССР была сформирована и начала осуществляться государственная научно-техническая программа «Экологически чистая энергетика». Ее цели и направления работ остаются актуальными и для России. Однако темпы реализации задач этой программы значительно отстают от динамики роста экологической нагрузки энергетики на окружающую среду.

Районы угледобычи и расположения крупных угольных электростанций — это районы с повышенным общественным вниманием

к экологической проблематике. Поэтому есть основания полагать, что под их воздействием угольная энергетика вполне может пойти по пути крупномасштабной модернизации, направленной на рост энергетической эффективности и уменьшение экологоемкости.

Компенсация ущерба от экологических аварий и стихийных бедствий в настоящее время возлагается на государство, что приводит к практически полной экономической безответственности непосредственных виновников. Устранить это необходимо путем введения обязательных аварийно-страховых фондов на предприятиях и всех энергопроизводящих объектах, а также на региональном и федеральном уровнях. Следует обеспечить экономическими и социально-политическими средствами ответственность административно-управленческих структур всех уровней за принятие решений о строительстве и эксплуатации энергетических объектов, имеющих повышенные экологические риски.

Третье направление связано с ролью энергетики в возможном изменении климата Земли. Сегодня существуют разные оценки сроков и масштабов выбросов газов, приводящих к образованию тепличного эффекта, влияющего на климат. Накопление в атмосфере углекислого газа — основного продукта сжигания органического топлива — рассматривается как возможное ограничивающее условие развития энергетических технологий. В то же время существует мнение, что в странах с холодным климатом тепличный эффект может повысить зимние температуры и, следовательно, будет здесь благоприятным в энергетическом и экономическом отношениях. Однако глобальные последствия такого климатического дисбаланса не предсказуемы и требуют комплексного изучения.

Реальным путем активизации всех трех направлений природоохранных действий являются энергосбережение и повышение эффективности использования энергии. Устранение природно-экологических нарушений, вызываемых развитием и функционированием ТЭК, должно быть обеспечено при любых социально-экономических ситуациях. Это во многом будет зависеть от общественного признания приоритета экологической сферы перед другими направлениями социально-экономического развития.

Социальное значение энергетики

Социальная роль энергетики общепризнанна. Однако социальные факторы как элементы управления энергетикой никогда не играли определяющей роли. До настоящего времени продолжает поддерживаться остаточный принцип в энергетическом обеспечении населения России. Рост жилищного и общественного фондов в бывшем СССР не сопровождался одновременным улучшением их энергетического

благоустройства, переходом к энергосберегающим решениям в основных энергопотребляющих процессах коммунально-бытового хозяйства городов и сел.

Обеспечение энергетических нужд жилищ, сферы услуг и социально-культурной сферы остается жестко предопределенным централизованно предоставляемыми возможностями. Спектр выбора способа энергообеспечения своего дома (квартиры) у семей крайне сужен, а в подавляющем большинстве случаев он однозначен и для городского, и для сельского населения. В этих условиях подъем цен на энергоносители, используемые населением в жилищах, не приводит к активизации энергосбережения, а лишь повышает расходы в бюджете семей на энергетические нужды.

Потребление энергии жилищно-коммунальным сектором в 1990 г. составило 22 % внутреннего расхода первичных энергоресурсов России. Однако удовлетворение основных потребностей населения в энергии нельзя признать достаточным как в целом, так и наиболее качественными видами, особенно в сельской местности. Большая часть энергии в этом секторе используется неэффективно — потери достигают 40 % общего объема потребления отдельных видов энергоносителей. Ориентация на нерациональную (с точки зрения социальных критериев и экономичности) структуру энергоносителей, направляемых населению, на коммунальные и социально-культурные нужды, является прямым ущемлением жизненных интересов человека (табл. 14).

Электроэнергия остается недоступной примерно для 100 тыс. жителей удаленных селений. Теплом от индивидуальных установок, главным образом на твердом топливе, обогреваются свыше 22 % всех российских семей, в основном в сельской местности. Пищеприготовление на твердом и жидком топливе остается у 10 % семей. Примерно каждая третья семья пользуется для этой цели сжиженным газом, надежность доставки которого низкая, а производство сокращается.

Особенно неблагополучное положение с топливом для отопления и пищеприготовления сложилось у населения, живущего в личных домах (почти 25 % всего населения), которое хронически не обеспечивается полностью топливом в необходимом количестве и качестве. По имеющимся оценкам, неучтенные самозаготовки топлива продолжают оставаться на уровне 15 % годовой потребности населения в твердом топливе.

Электроэнергия в осветительных и бытовых приборах используется нерационально из-за их энергетической неэкономичности. При этом уровень освещенности рабочей поверхности регламентируется санитарными нормами и правилами, которые не всегда соответствуют требованиям гигиены зрения. В результате отсутствие

современных ламп с повышенной светоотдачей и слабая информированность населения в вопросах правильной организации освещения приводят, в конечном итоге, к ухудшению зрения людей, росту близорукости. В то же время очевидно, что сохранение нормального зрения первостепенно и по социальному эффекту, и по затратам в эту область медицины и в оптическое производство. Обеспечение достаточной освещенности позволит искоренить техногенные причины близорукости. На этой основе должны быть пересмотрены технико-технологические условия и масштабы производства осветительной арматуры и ламп.

На ведение домашнего хозяйства российские семьи по статистическим обследованиям в среднем затрачивают в неделю на 6–7 часов больше, чем считается рациональным. Одной из главных задач здесь является сокращение усилий и времени на энергоемкие процессы быта (приготовление пищи, хозяйственные и гигиенические работы). Это требует наращивания производства соответствующих энергоэкономичных технически сложных товаров длительного пользования (ТС ТДП).

Однако спектр этих приборов, выпускаемых в стране, относительно невелик, обеспечение ими семей явно недостаточно, значительны проблемы в производстве тех их видов, которые облегчают трудоемкие домашние работы, неудовлетворительна энергетическая экономичность. Анализ существующего парка электрифицированных ТС ТДП показывает, что средние сроки, его эксплуатации у населения, а следовательно, и перерасход электроэнергии из-за использования неэффективной электробытовой техники будут сохраняться в 1,5–2 раза дольше, чем у аналогичного оборудования, действующего в общественном производстве.

Поэтому в первую очередь должно быть прекращено производство электрифицированной бытовой техники с энергорасточительными характеристиками. В противном случае будет продолжаться формирование избыточного пика электрической нагрузки, что требует значительной дополнительной установленной мощности электростанций.

Расход тепла на отопление и горячее водоснабжение составляет около 75% всей потребляемой энергии в семьях. В целом на обеспечение теплом населения, социально-культурной и бытовой сфер в 1990 г. было израсходовано более 1,1 млрд. Гкал тепла, что потребовало 223 млн.т у.т., или, соответственно, свыше 43 и 48% общего расхода теплоты и топлива на цели теплоснабжения страны. Поэтому от состояния и направлений развития жилищного и общественного фондов будет существенно зависеть энергетический баланс и экономика жилищно-коммунального сектора.

Тенденция к росту теплопотерь жилых и общественных зданий прослеживается в течение длительного периода времени. Она особенно усилилась, когда в период быстрого роста жилищного строительства в 60-е — начале 70-х годов обманчивая дешевизна топлива и погоня за экономией средств привели к колоссальному и трудноустранимому энергорасточительству. Нормативы теплопотерь ограждающих конструкций зданий в ряде районов страны были установлены в 1,5–2 раза выше, чем в домах, возведенных за рубежом в сходных климатических условиях. Фактические теплопотери значительно выше нормативных из-за низкого качества строительства и эксплуатации зданий. Устранение избыточных потерь теплоты в зданиях — длительный и капиталоемкий процесс. Он вряд ли полномасштабно осуществим в условиях экономического спада, когда возможны лишь избирательные малокапиталоемкие решения.

Жилые и общественные здания весьма неудовлетворительно обеспечиваются теплотой для отопления и санитарно-гигиенических нужд. Теплоснабжение является самой запущенной сферой энергетики. Надежность и качество теплоснабжения и в зоне централизованного теплоснабжения (от ТЭЦ и котельных), и от децентрализованных В централизованном теплоснабжении, охватывающем отоплением и горячим водоснабжением жилища около 115 млн. чел., или свыше 3/4 всего населения России, постоянное наращивание энергорасточительного теплопотребления привело к устойчивому дефициту тепловых мощностей в городах и одновременному снижению надежности теплоснабжающих систем. Дефицит тепловой мощности почти в 190 городах составил около 20 % потребности. В ближайшее время снизить общий дефицит тепла не удастся.

Аварийность на всей существующей тепловой сети в среднем достигла одного повреждения на километр теплотрассы в год. В сетях с малыми диаметрами труб она выше в несколько раз. В отопительный период аварии составляют 40–50 % всех повреждений за год. При этом аварии на теплопроводах часто оборачиваются для населения локальными экологическими катастрофами.

Таким образом, в централизованном теплоснабжении требуется найти решение трудноразрешимой задачи: поддержание нормальных для жизни людей условий в теплорасточительных жилых и общественных зданиях с помощью малонадежных теплопроводов. Однако кардинальных решений, кроме нарастающей замены трубопроводов и их наземной прокладки, уродующей облик городов, по существу, не найдено.

При наступлении зимы даже со среднемноголетними характеристиками, вместо аномально теплых зим последних нескольких лет, потребуется более «жесткая» эксплуатация систем централизованного

теплоснабжения. Это означает, что возрастет вероятность их массового выхода из строя и/или снизится температура в системах отопления, что приведет к экстремальным условиям жизни в городах.

Опасность усугубляется тем, что проблема ликвидации массовых крупных аварий на теплотрассах остается не изученной. Практическая инженерия не учитывает допустимых границ воздействия сложных технологических систем на жизнедеятельность населения и не умеет решать возникающие здесь социальные задачи.

На тепловые нужды 1/4 населения России (в основном жителей индивидуальных домов, главным образом в сельской местности), социально-культурной и бытовой сфер, обеспечиваемых от децентрализованных источников, расходуется свыше 43% топлива, используемого для отопления и горячего водоснабжения непроизводственных потребителей. Это является следствием политики ориентации децентрализованных потребителей на использование угля и других малокачественных и социально неприемлемых видов топлива. В настоящее время твердое топливо составляет здесь около 60% всего потребляемого топлива. В результате его расход в технически, экологически и экономически несовершенных индивидуальных теплогенераторах в настоящее время в 1,5 раза выше, чем в среднем в системах централизованного теплоснабжения, где 60% тепла производится за счет природного газа.

Повышенный расход топлива в существующих индивидуальных теплогенерирующих установках оплачивается населением по значительно более высоким ценам (в пересчете на тепло), чем это предусмотрено льготными тарифами для городских жителей при централизованном теплоснабжении. В результате сохраняется заметное социальное и экономическое неравенство в обеспечении теплом двух упомянутых групп населения.

В этих условиях проводимая либерализация цен на топливо, в первую очередь связанная с сокращением государственной дотации на возмещение разницы в ценах на уголь, будет способствовать увеличению разрыва в стоимости тепла для населения в централизованном и децентрализованном секторах теплоснабжения. Для социальной защиты населения, проживающего в домах с индивидуальными системами отопления, потребуется предоставление специальных льгот и дотаций, компенсирующих повышение цен на топливо.

Кардинальное решение этой проблемы состоит в отказе от остаточного принципа энергоснабжения децентрализованных потребителей, закрепленного в государственной энергетической доктрине. Для этого необходимо в первую очередь развитие газоснабжающих распределительных сетей и массовое производство имеющихся отечественных образцов эффективных автономных теплогенерирующих установок, работающих на сетевом газе.

Таблица 14. Энергетическая обеспеченность населения России в 1990 г. (оценка).

		Электроснабжение	Теплоснабжение					Пищеприготовление				
			Централизованное				Децентрализованое	Газ			Электроэнергия (наполь-ные электроплиты)	Другие энергоносители
			отопление и ГВ** от теплосети	отопление, ГВ от газовых колонок	только отопление ГВ нет	итого		сетевой	сжиженный	итого		
Всего	А	148,4*	94,1	13,8	7,4	115,.3	33,2	60,5	48,8	109,3	24,2	15,0
	Б	99,9	63,3	9,3	5,0	77,6	22,4	40,	32,9	73,6	16,3	10,0
в том числе												
город	А	109,8	86,7	8,8	5,5	101,0	8,8	55,8	23,3	79,1	23,0	7,7
	Б	100,0	79,0	8.0	5.0	92,0	8,0	50,8	21,2	72,0	21,0	7,0
село	А	38,6	7,4	5,0	1.9	14,3	24,4	4,7	25,5	30,2	1,2	7,3
	Б	99,6	19,1	12,9	4,9	37,0	63,0	12,1	65,9	78,0	3,1	18,9

А — млн.чел.

Б — от численности населения, %.

Население России в 1990 г. — 148,5 млн.чел., в том числе в городах и поселках городского типа 109,8 и сельской местности 38,7 млн. чел.

**Примерно 0,1 млн. чел. Не имеет в жилищах электроэнергии.*

***ГВ-горячее водоснабжение.*

Существующая несправедливая политика энергообеспечения потребностей населения и коммунально-бытовой сферы должна быть переориентирована на сохранение, а в дальнейшем повышение качественных характеристик условий и стандартов жизни. Это означает, что социальная составляющая энергетической политики должна обеспечить решение следующих проблемных задач:

– полного количественного и качественного удовлетворения потребностей населения, коммунально-бытового хозяйства и пассажирского транспорта в наиболее комфортных и экономичных видах энергоносителей. Тем самым условия конечного потребления энергии должны стать определяющими факторами при формировании и выборе альтернатив в производстве и снабжении топливом и энергией;

– безопасности энергетики, включая экологическую. Это требует в производственной, экологической и экономической областях разработки и учета для населения и его жизнеобеспечивающих нужд рисков, возникающих из-за аварийности энергоснабжающих систем, их взрывоопасности, токсичного, теплового, радиационного и других загрязнений окружающей среды в результате техногенной деятельности;

– обеспечения достойных условий жизни и труда работников, занятых в отраслях ТЭК. Меры безопасности и санитарно-гигиенические условия труда и проживания занятых на энергетических производствах обязательно должны быть включены в систему экономических нормативов и критериев при выборе вариантов энергообеспечения народного хозяйства;

– учета общественного мнения в принимаемых решениях по развитию добычи, производства, транспорта и использования различных видов топлива и энергии.

Социальные ориентиры в энергообеспечении населения, коммунального и социально-культурного секторов прямо связаны с состоянием экономики страны. Они формируются в соответствии с концепцией образа жизни населения, достигнутым уровнем функционирования социальных и культурных учреждений, сферы услуг и техническим состоянием фондов непроизводственной сферы, задачами и возможностями их перспективного развития. С этих позиций необходимо осуществлять постоянный анализ и экономическую коррекцию энергетической составляющей в сформировавшемся у населения материальном потребительском стандарте для сохранения и повышения его количественных и качественных характеристик. Напротив, недостаточный учет социальных последствий от изменений в экономике и технической политике ТЭК может привести к серьезным нарушениям здоровья населения.

Отрасли, инвариантные стратегиям развития ТЭК

Добыча и переработка нефти

Обеспечение устойчивого развития нефтяной и нефтеперерабатывающей отраслей является по существу задачей стабильного функционирования экономики и выходит далеко за рамки собственных проблем ТЭК. Длительное время для России будет сохраняться и значение нефти и нефтепродуктов как экспортного ресурса, конкурентоспособного на мировом рынке. Поэтому развитие добычи и переработки нефти безвариантно относительно стратегий развития ТЭК и определяется лишь возможностями этих отраслей.

В настоящее время в стране сложилась устойчивая тенденция снижения добычи нефти (табл. 15). Можно ожидать, что добыча в 1993 г. составит — 320–350 млн.т, а в Тюменской области — не более 246 млн.т По имеющимся оценкам, в ближайшее время остановить этот спад не удастся. Нефтяной комплекс России находится в состоянии кризиса.

Падение добычи нефти является следствием многих причин, главные из которых связаны с изменениями в структуре ресурсной базы отрасли, техническим отставанием нефтяного комплекса, несоответствием финансовой и инвестиционной политики условиям воспроизводства добычи и переработки нефти.

По опубликованным оценкам [14], извлекаемые запасы нефти составляли на начало 1991 г. для бывшего СССР 23,5 млрд.т, в том числе для России — 20,2 млрд.т. Это более чем в 3 раза превосходит оценки извлекаемых запасов (7,6 млрд.т), фигурирующие в авторитетных международных источниках [15]. Основная часть текущих разведанных запасов нефти сосредоточена в Западной Сибири (свыше 70 %), Волго-Уральском районе, республике Коми и Архангельской области. В разработку на 1 января 1992 г. вовлечены 46 % нефтяных и нефтегазовых месторождений с суммарными извлекаемыми запасами категорий АВС1 в размере 60,4 % от общих разведанных запасов России [16]. Дальнейшие возможности развития нефтедобычи во многом связаны с приращением запасов пока неразведанных месторождений, основная часть которых приходится на Западную Сибирь, а также шельфы морей, Восточную Сибирь и республику Саха (Якутию). Ожидается дальнейшее ухудшение качественных характеристик запасов, в частности, их структуры и экономических показателей, усложнение технологических условий добычи.

Форсированное наращивание добычи нефти за счет интенсификации разработки наиболее высокопродуктивных месторождений привело к их истощению и подрыву нефтедобывающих возможностей отрасли уже в середине 80-х годов. Пик добычи прошел, больше половины разрабатываемых месторождений перешли в стадию пада-

ющей добычи. Тем не менее, был продолжен форсированный отбор нефти на действующих месторождениях, что способствовало быстрому падению дебита и росту обводненности скважин. В настоящее время в извлекаемых запасах нефти на разрабатываемых месторождениях преобладают скважины с низкими дебитами и высокой степенью обводненности (табл. 16). В структуре запасов категорий АВС1 доля трудно-извлекаемых, требующих новых технологий и технических средств, достигла 43,7 % [16], а в Западной Сибири — 55 % [17].

Таблица 15. Добыча нефти с газовым конденсатом.

		1985 г.	1986 г.	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.*
Добыча всего	А	542	561	569	569	552	516	461	394	351–320
	Б		3,5	1,4	0	-3,0	-6,5	-10,7	-14,5	-10,9...-18,8
в том числе в Западной Сибири	А	366	390	403	409	398	368	323	270	246–212
	Б	68	70	71	72	72	71	70	69	70 ... 66
% в общей добыче			6,6	3,3	1,5	-2,7	-7,5	-12,2	-16,1	-8,9...-21,5

А — млн. т.
Б — среднегодовой темп прироста, %.
** Оценка авторов.*
Источники: [3, 7].

Для создания тех же мощностей стало необходимым вводить в 2–3 раза больше скважин, чем ранее. Это, соответственно, потребовало увеличить объемы разведочных и эксплуатационных буровых работ. В целом по России доля высокопродуктивных запасов нефти снизилась примерно до половины, а выработаны они более чем на 75 % [18]. Соответственно возросли капиталоемкость, энергоемкость и трудоемкость добычи нефти, что сохранится и в перспективе.

Однако, начиная с 1989 г., в связи с разрушением системы материально-технического обеспечения и отсутствием гарантированного финансирования буровых работ объемы бурения резко сократились: с 38,3 млн. м в 1988 г. до 21,9 млн. м в 1992 г. [19]. В Западной Сибири это привело в 1992 г. к катастрофически низкому приросту запасов — в 299 млн. т, что в 2,2 раза меньше, чем их среднегодовое приращение за 1981–1990 гг. [20]. Отрасль оказалась неподготовленной в техническом, технологическом и экономическом отношениях для рентабельной разработки малопродуктивных запасов, которые уже начали и в дальнейшем будут определять уровень добычи нефти. Для поддержания объемов добычи необходимо наращивание объемов эксплуатационного бурения с темпом не менее 3 млн. м в год [20].

Таблица 16. Состояние извлекаемых запасов нефти на разрабатываемых месторождениях России по промысловым показателям, % от запасов.

Стадии разработки		Степень выработанности		Обводненность продукции		Дебит скважин, т/сутки	
Растущая	33,6	менее 20 %	51,9	менее 2 %	15,9	свыше 100	1,5
Стабильная	15,8	20–50 %	23,3	2–20 %	14,9	50–100	3,5
Падающая	49,0	50–80 %	17,8	20–50 %	21,8	25–50	9,8
Завершающая	1,6	свыше 80 %	7,0	50–90 %	41,0	5–25	73,8
				свыше 90 %	6,4	менее 5	11,4

Источник: [16].

Из-за форсирования нефтедобычи своевременно не были осуществлены качественная модернизация отрасли, радикальный переход к новым методам извлечения нефти и повышения отдачи пластов. Инвестиционные усилия были направлены на поддержание традиционных путей развития отрасли. Однако в настоящее время уже исчерпаны возможности обеспечения добычи за счет инвестиционной «накачки» отрасли. Проблема здесь не в низкой эффективности капитальных вложений в нефтедобычу, а в необходимости изменения организационно-хозяйственных форм и методов производственной деятельности, обеспечении стабильного материально-технического снабжения отрасли, упорядочении финансирования. Несмотря на все недостатки хозяйствования, в нефтяном комплексе сохраняется благоприятное соотношение внутренних издержек производства и мировых цен на конечную продукцию.

Ограничения на капитальные вложения в нефтяной комплекс, обусловленные общим сокращением инвестиционных ресурсов в стране, были усилены, начиная с 1991 г., существенным дефицитом финансовых средств и недостатком материально-технических ресурсов. В результате в 1992 г. в целом по России было введено в эксплуатацию только 9 новых нефтяных месторождений против 39 в 1988 г. При этом определилась устойчивая тенденция сокращения мощностей строительных и буровых организаций [20]. В то же время для нормализации работы отрасли намечен ввод в разработку до 1995 г. 113 новых нефтяных месторождений, на которых должна быть обеспечена добыча нефти в следующих объемах: 1993 г. — 1,9 млн.т, 1994 г. — 6,6 млн.т, 1995 г. — 12,7 млн.т [21].

Для стабилизации нефтедобычи необходимы коррективы внутриотраслевых направлений капиталовложений. Менее капиталоемкими способами увеличения добычи нефти по сравнению с разработкой

новых месторождений в труднодоступных районах, таких как шельф арктических морей, север Восточной Сибири и республика Саха (Якутия), являются применение новых и совершенствование существующих технологий добычи нефти, вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов месторождений в районах с развитой производственной и социальной инфраструктурами. Это позволит сконцентрировать средства и организационно-хозяйственные усилия на повышении качества нефтедобычи при одновременном улучшении условий жизни в производственно освоенных нефтяных регионах. В противном случае резко возрастает роль вспомогательной отраслевой и непроизводственной нагрузок, связанных с инфраструктурным обустройством. Следует учитывать, что на одного занятого в добыче нефти и газа приходится свыше 18 человек в обслуживающих его отраслях.

За десятилетия доминирования политики увеличения добычи нефти любой ценой, в сферах как ее добычи и переработки, так и потребления, накопились огромные резервы, отказ от мобилизации которых в нынешних условиях непозволителен. Их реальное использование дает возможность улучшить сложившееся положение на внутреннем рынке России и стран СНГ и обеспечить устойчивый экспорт, исходя из возможностей добычи нефти.

Во-первых, эти ресурсы связаны с экономией моторного топлива на транспорте и в сельском хозяйстве, совершенствованием технологической структуры отраслей и производств, улучшением эксплуатационных характеристик новой техники, а также увеличением глубины переработки нефти. Сокращение армии и затрат на вооружение позволит снизить потребность в моторном топливе и, что важно, в авиационном реактивном топливе. Продвижение во всех этих направлениях требует в несколько раз меньше затрат, чем дополнительная добыча нефти и ее переработка. По имеющимся оценкам, возможная ежегодная экономия нефти и нефтепродуктов составляет 35–50 млн.т. Только за счет улучшения состояния покрытия российских автомобильных дорог, по осторожным оценкам, может быть достигнута экономия до 20% моторного топлива.

Во-вторых, существуют значительные возможности повышения уровня производства в самой отрасли. По оценкам специалистов, эффективность использования ресурсов в отрасли может быть поднята как минимум на 30% без изменения объема и качественного уровня материально-технического обеспечения. Даже в том случае, если бы этот потенциал был задействован всего наполовину, можно было бы рассчитывать на прирост добычи нефти примерно на 18–23 млн.т без существенного наращивания капитальных вложений.

В силу ряда причин в 1992 г. фонд сверхнормативно простаивающих скважин составил около 32 тыс. [22], или свыше 20% их общего числа.

По имеющимся оценкам, это приводит к потере добычи нефти в пересчете на год в размере не менее 30 млн.т [18, 23]. Ввод в действие к 1995 г. 12–15 тыс. из них будет означать увеличение добычи на 12–15 млн.т.

Существенное приращение нефтедобычи может быть получено за счет широкомасштабного использования горизонтального бурения, гидравлического разрыва пластов, других способов интенсификации добычи. Повышенные требования к качеству оборудования и материалов, необходимые для развития данных технологий, а также срочность осуществления задач технико-технологической переориентации развития нефтегазового комплекса выделили эти разработки в качестве самостоятельного направления программы конверсии оборонной промышленности.

Факторами, способствующими стабилизации работы отрасли, являются также нормализация материально-технического снабжения, переход к платным формам предоставления в пользование природных ресурсов, обеспечение соотношений цен на нефть, материалы и оборудование, позволяющих основным производственным образованиям функционировать в условиях самофинансирования и саморазвития.

В-третьих, необходимо перейти к интенсификации добычи газового конденсата. Это ценнейшее сырье, содержащее в большей своей части светлые нефтепродукты, хронически недоиспользуется. Одна из основных причин состоит в том, что при добыче газового конденсата по наиболее эффективной технологии (сайклинг-процесс) требуется на начальных этапах разработки газоконденсатных месторождений обратная закачка извлекаемого газа. Это сдерживает его товарную добычу, в которой заинтересованы газодобывающие организации в первую очередь. Не менее существенными являются хронический дефицит необходимого оборудования, а также заниженные цены на газовый конденсат. Цена 1 т газового конденсата находится на уровне цены на сырую нефть, тогда как по потребительским свойствам он ценнее нефти в 1,6–1,8 раза. Это, естественно, делает экономически нецелесообразным его выделение в особую ветвь добычи и переработки.

В то же время повышение уровня добычи конденсата — это один из путей снижения капиталовложений в нефтяной комплекс. Удельные затраты в извлечение конденсата на порядок ниже, чем капиталовложения в добычу нефти на месторождениях, замыкающих нефтяной баланс России.

Внедрение сайклинг-процесса обеспечивает рост не только коэффициента извлечения, но и стабилизацию качественного состава конденсата и легких углеводородов, что важно для их дальнейшей переработки и использования в качестве сырья для газохимических предприятий. Напротив, при режиме разработки залежи «на истощение» снижается удельный вес тяжелых и легких фракций конденсата, втрое сокращается

выход дизельного топлива, уменьшается нефтеотдача оторочек, если они имеются в разрабатываемом газоконденсатном месторождении. Весь этот комплекс результатов следует учитывать в экономическом эффекте от мероприятий по поддержанию пластового давления методом сайклинг-процесса.

Таким образом, имеются реальные возможности сдержать спад и увеличить добычу нефти к 1995 г. на 40–60 млн.т за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений и бездействующих скважин, повышения эффективности производства в отрасли. Поэтому представляется оправданным разработка целевой программы по стабилизации добычи нефти. Это необходимо по ряду причин. Во-первых, в сложившихся условиях эта программа трансформируется в политико-стратегический документ концептуального характера; во-вторых, стабилизация нефтедобычи требует безотлагательных мер, не допускающих затяжки в их реализации; в-третьих, необходима ясная политика цен на нефть, нефтепродукты, природный газ, другие энергоносители.

В течение 1992 г. рост государственно регулируемых цен на нефть и нефтепродукты отставал от роста цен на материалы, оборудование и услуги, используемые в нефтяном комплексе. Это постоянно создавало острую нехватку средств для финансирования текущей деятельности и инвестиций в добычу и переработку нефти, имеющих высокую металлонасыщенность капитальных вложений. Освобождение цены сырой нефти от прямого государственного регулирования в сентябре 1992 г. и переход к новой системе налогов на нее пока не создали необходимых условий для самофинансирования нефтедобывающих предприятий. Это связано с тем, что в структуре одного рубля прироста внутренней цены нефти примерно 75 % приходилось на налоги и различные платежи [18]. Отсутствие возможности наращивания финансовых средств для активной инвестиционной деятельности неизбежно будет способствовать спаду добычи нефти.

Удовлетворение внутренних и внешних народнохозяйственных потребностей в нефти без наращивания производственных капитальных вложений невозможно. В то же время государственные капиталовложения в нефтяной комплекс сокращаются. Альтернатива, наряду с упорядочением структуры цен, состоит в привлечении новых источников финансирования (собственные средства предприятий, кредиты государства и коммерческих структур, иностранный капитал, предоставляемый на условиях различных форм сотрудничества).

Переоценка основных фондов комплекса должна восстановить роль амортизации на реновацию как источник финансирования капиталовложений. Инфляция к настоящему времени практически свела амортизационные отчисления в нефтяном комплексе к малозначимым величинам.

Очевидно, что наибольший эффект капиталовложения смогут обеспечить при приоритете нефтесберегающих направлений инвестирования. В то же время в долгосрочном плане главные направления развития нефтяного комплекса связаны с разведкой и освоением новых нефтегазовых провинций.

Стратегической задачей является углубление переработки нефти с одновременным совершенствованием технологической структуры производства и повышением качества моторных топлив и смазочных материалов. По имеющимся оценкам, 1 руб. капиталовложений в углубление переработки обеспечивает экономию 3 руб. в добычу нефти в среднем и около 10 руб. в экстремальных условиях (в ценах 1990 г.).

В 1992 г. объем первичной переработки нефти составил около 251 млн.т, или 84% от производственной мощности нефтеперерабатывающих заводов России. Соответственно снизились объемы производства основных нефтепродуктов (табл. 17). Сокращение объема переработки, явившееся следствием падения добычи нефти, в определенной мере создало условия для модернизации и реконструкции нефтеперерабатывающих заводов, оборудование которых на 70% морально и физически устарело и требует замены. Только 20% оборудования соответствует современному уровню техники. При этом износ основных фондов отрасли достиг почти 90% [18].

Глубина переработки нефти в 1992 г. составляла около 64%. Это на 15–25 проц.п. ниже, чем в странах Западной Европы, Японии, США. Такая низкая глубина переработки соответствует технологической структуре отрасли, в которой мощности основных углубляющих процессов составляют всего 9% объема переработки нефти. На нефтеперерабатывающих заводах России неэтилированный бензин составляет лишь 1/4 общего объема его производства, малосернистого дизельного топлива выпускается немногим более половины, незначительна доля высокоиндексных смазочных масел.

Достижение заметного увеличения глубины переработки нефти в сравнительно короткие сроки и без больших капитальных затрат может быть обеспечено путем модернизации и реконструкции действующих производств, опирающихся на реалистичные возможности машиностроительной базы и строительных мощностей. Реконструкция углубляющих переработку нефти установок каталитического крекинга, гидрокрекинга, коксования и сопряженных с ними производств даст возможность увеличить выпуск светлых нефтепродуктов; реконструкция установок первичной переработки нефти позволит поднять отбор светлых нефтепродуктов до 96% их потенциала. Только за счет этого прирост производства светлых нефтепродуктов может быть повышен на 10–12 млн.т в год. Предполагается, что уже к 1998 г. глубина переработки в целом возрастет до 73%.

Таблица 17. Первичная переработка нефти и производство основных нефтепродуктов.

		1985 г.	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.*
Первичная переработка нефти	А	308,6	295,5	284,2	251,1	240–205
	Б		- 1,0	-3,8	- 11,6	-4,4...-16,6
Производство нефтепродуктов						
Бензин автомобильный	А	42,2	40,6	38,5	35,0	34–30
	Б		-1,0	-5,2	-9,1	-3,0...-14,0
Дизельное топливо	А	69,9	75,6	71	65,2	63–57
	Б		-1,6	-5,6	-8,7	-3,0...-13,0
Мазут топочный	А	119,0	96,3	93,1	88,0	85–77
	Б		-4,2	-3,3	-5,5	-3,0... -12,0
Керосин авиационный	А	н.д.	16,3	15,9	13,6	13,23–11,7
	Б			-2,9	-14,1	-3,0...- 14,0

А — млн. т.
Б — среднегодовой темп прироста, %.
* *Оценка авторов.*
Источники: [7, 24].

Увеличение объемов добычи и переработки нефти и повышение оперативности перевооружения нефтяного комплекса может быть достигнуто за счет широкого привлечения иностранного капитала. В настоящее время наблюдается большая активность иностранных компаний. Это делает необходимым разработать программу основных направлений и форм сотрудничества с ними, обеспечивающую справедливое вознаграждение России за использование ее нефтяных ресурсов.

Участие иностранных компаний на взаимовыгодных условиях позволяет ускорить процесс восстановления добычи и переработки нефти до объемов, отвечающих народнохозяйственным интересам России. В то же время необходимо создание благоприятных хозяйственно-экономических условий для подъема производства у отечественных нефтяных организаций. Основой таких действий будет принятие на федеральном уровне законодательных актов в области добычи, переработки и использования нефти и нефтепродуктов, отвечающих мировой практике юридических и экономических отношений.

Обеспечение стабилизации положения в добыче и переработке нефти и их подъем в дальнейшем до уровней, соответствующих долгосрочным интересам России, является безвариантной задачей в развитии ТЭК. На эти цели в ближайшей и более отдаленной пер-

спективе должны выделяться инвестиционные ресурсы в объемах их возможной реализации, исходя из подготовленности запасов, темпов наращивания мощностей нефтяного машиностроения, в строительных организаций, в том числе за счет конверсии, состояния производственной и социальной инфраструктур. Интенсификация усилий во всех этих направлениях по существу будет определяющим фактором в динамике развития нефтяной отрасли.

Угли для коксования

Спрос на угли для коксования, а следовательно, и масштабы их добычи прямо связаны с объемом и технологией производства черных металлов, степенью замены в шихте металлургического кокса коксующихся углей дефицитных марок энергетическими углями. Активное металлосбережение и внедрение прогрессивных технологий производства металла должны способствовать снижению потребности в коксе и, как следствие, уменьшению объемов добычи этих углей.

Потенциальные и разведанные запасы углей в целом являются достаточными для надежного обеспечения ими народного хозяйства на длительную перспективу. В то же время имеет место нарастающее истощение запасов спекающихся углей дефицитных марок, используемых для получения кокса. Основными источниками этих углей в России являются в настоящее время и останутся в перспективе Кузнецкий, Печорский и Южно-Якутский бассейны. Из них по состоянию запасов коксующихся углей лишь Кузнецкий бассейн может динамично развиваться в ближайшие 15–20 лет. Поэтому становится остро необходимым поиск альтернативных решений по устойчивому обеспечению металлургии углями для коксования.

Источником дополнительных ресурсов коксующихся углей дефицитных марок может стать переоценка их запасов и кондиций по зольности и мощности пластов и вовлечение лучших из них в разработку. Однако если не произойдет существенных сдвигов в формировании шихты и технологии коксования, будет напряженно складываться баланс углей дефицитных марок К, Ж, ОС и др. Это обусловлено не только ограниченностью запасов таких углей, но и диспропорциями в их отработке в течение длительного времени. Так, при доле в запасах жирных коксующихся углей примерно 50 %, их доля в шихте достигает 75 %. В то же время достаточные по запасам газовые спекающиеся угли используются мало. Доля последних в шихте остается незначительной, хотя возможность их увеличения примерно до 60 % доказана практикой. Поэтому особое значение для обеспечения сырьевой базы черной металлургии, помимо металлосбережения и экономии кокса, имеет также производство кондицион-

ного формованного металлургического кокса на базе слабоспекающихся марок углей Г, Д и Т.

Таблица 18. Добыча углей для коксования.

	1980 г.	1985 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.*
Объем добычи								
А	83	91	100	95	93	69	71	5–60
Б		1,9**	3,2***	-5	-2,1	-25,8	+2,9	-8,5-15,5

А — млн. т.
Б — Среднегодовые темпы прироста, %.
** — Оценка авторов.*
*** В среднем за 1981–1985 гг.*
**** — В среднем за 1986–1988 гг.*
Источники: [3, 7].

Напряженное положение с запасами углей для коксования приводит к тому, что для обеспечения потребности в них значительное число мелких экономически неэффективных шахт поддерживается в эксплуатации. Новые, возможные к строительству предприятия часто имеют удельные капиталовложения, в несколько раз превышающие средние по отрасли.

Динамика добычи углей для коксования дана в табл. 18. Спад добычи в 1991 г. связан с нарушениями режима работы шахт из-за забастовок шахтеров и практически развала системы материально-технического снабжения угольной промышленности.

Добыча углей для коксования, как и вся угольная промышленность России, до середины 1993 г. находилась на государственной дотации. В результате, существовавшая система цен не отражала действительной эффективности добычи углей для коксования. Несовершенство ценообразования, основанного на схеме, где в начале технологической цепочки находится нерентабельная, из-за низких цен, добыча углей для коксования, а все последующие переделы угля и металла, вплоть до конечной продукции, выстраиваются как эффективные производства, сдерживали либерализацию цен на уголь, так как неизбежным последствием является рост цен на продукции черной металлургии.

Так, в начале 1993 г. дотация, необходимая на возмещение разницы ценах на уголь, оценивалась примерно в 817 млрд. руб. В бюджетном послании Президента Верховному Совету РФ предусматривалось выделить на эти цели 342 млрд. руб. [5], или в 2,4 раза меньше. Уже в этих условиях можно было ожидать резкого повышения оптовых цен на коксующийся уголь. Далее возрастают цены на металл, в первую очередь на металлургических предприятиях с полным технологическим циклом и низкой рентабельностью производства.

Такие предприятия производят примерно 35 % всего объема проката, или 16–17 млн. т в 1993 г.[3]

Напротив, металлургические предприятия с высоким уровнем рентабельности при высокой внутренней цене на уголь для коксования вполне могу выбрать политику ориентации на компенсационный экспорт металла для приобретения необходимого угля на мировом рынке, переполненном им. Стимулом для этого будут менее эффективное соотношение цен на металл и уголь для коксования на внутреннем рынке (примерно 3–4) по сравнению с мировым (7–7,5) и наличие собственных свободных мощностей по производству металла. Это приведет к высвобождению дорогих отечественных углей и заставит их производителей искать другие направления использования или прекратить добычу.

В последнем случае необходимы дополнительные затраты на ликвидации угледобывающих предприятий, трудоустройство их персонала или выплаты по безработице. По экспертным оценкам, сокращение может составить не менее 7–10 млн. т угля для коксования, что потребует 50–70 млрд. руб. на ликвидацию угледобывающих предприятий и обеспечение социальной защиты шахтеров.

Повышение цены на металл на малорентабельных металлургических предприятиях будет стимулировать к этому всю черную металлургию. В свою очередь, увеличится цена металлоемкого оборудования, поступающего в отрасли народного хозяйства, в том числе и в ТЭК. Остановить эту спираль роста цен будет возможно лишь при выделении малорентабельным металлургическим предприятиям дотации для целевого расходования на коксующиеся угли.

Задача совершенствования структуры добычи углей для коксования имеет межотраслевой характер. Она может быть решена только в тесной взаимосвязи с политикой развития черной металлургии.

Теплоснабжение

Основным фактором, позволяющим отнести теплоснабжение к группе отраслей, практически инвариантных стратегиям развития ТЭК, является ее значительная социальная роль.

Годовой отпуск теплоты в России всеми теплогенерирующими источниками, включая индивидуальные теплогенераторы, в 1990 г. составил около 2,6 млрд. Гкал, из них примерно 44 % на коммунально-бытовые нужды. В докризисный период прирост теплопотребления имел линейный характер в размере 60 млн. Гкал в год.

На обеспечение тепловых нужд России в последние несколько лет с относительно теплыми зимами расходовалось примерно

[3] Данные И.А. Буданова (ИНП РАН).

460 млн.т у.т., или около 1/3 всего внутреннего потребления первичных энергетических ресурсов. Это в 1,5 раза больше, чем расход первичных ТЭР на электроснабжение Российской Федерации. В холодные зимы потребность в топливе на теплоснабжение может возрастать еще на 30–60 млн.т у.т. и более в год.

В структуре теплообеспечения доминирующее положение занимает централизованное снабжение потребителей. На долю этого способа приходится свыше 4/5 суммарного отпуска тепла (табл. 19). Такая централизация явилась результатом стремления в течение длительного времени к концентрации тепловых нагрузок и мощностей вследствие быстрого роста промышленности и городов с плотной многоэтажной жилой застройкой, требующих наращивания тепловых источников большой мощности. Это позволяло активно развивать комбинированное производство тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, осуществлять строительство крупных городских котельных. Проводимая политика основывалась на догматических представлениях о том, что централизация теплоснабжения и укрупнение единичных тепловых мощностей всегда являются наиболее эффективными техническими и экономическими решениями, а децентрализованные тепловые источники малой мощности в большинстве случаев неэкономичны.

Централизации теплоснабжения и концентрации мощностей способствовала и инвестиционная политика, проводившаяся в СССР, когда строительство ТЭЦ, крупных котельных и магистральных теплотрасс осуществлялось за счет государственных капитальных вложений. Присоединение потребителей к централизованным системам теплоснабжения стимулировалось также искусственно установленной низкой стоимостью теплоэнергии. Все это способствовало опережающему развитию централизованного теплоснабжения, концентрации на этом направлении НИОКР и производственных мощностей энергетического машиностроения.

В результате осуществления патерналистской государственной политики в бывшем СССР, направленной на стимулирование роста масштабов централизованного теплоснабжения, от его систем в настоящее время в России обеспечиваются свыше 93 % производственных тепловых нужд и около 2/3 непроизводственного теплопотребления, преимущественно в городах (см. табл. 19).

Децентрализованное теплоснабжение было рекомендовано для весьма рассредоточенных потребителей в сельских районах, индивидуального жилищного строительства в поселках городского типа и на окраинах городов. На долю непроизводственных потребителей в зоне децентрализованного теплоснабжения приходится свыше 80 % отпуска теплоты (см. табл. 19).

Таблица 19. Теплоэнергия по способам снабжения и направлениям использования в 1990 г. (оценка).

	Потребление					
	всего		производственное		непроизводственное	
	млн. Гкал	%	млн. Гкал	%	млн. Гкал	%
Отпуск, всего	2570	100,0	1445	100,0	1125	100,0
%	100		56,3		43,7	
в том числе по способам теплоснабжения:						
централизованный	2090	81,3	1350	93,4	740	65,7
%	100	-	64,7	-	35,3	-
децентрализованный	480	18,7	95	6,6	385	34,3
%	100	-	19,8	-	80,2	-

Потребители тепла от децентрализованных источников, как правило, не имели государственной инвестиционной поддержки и льгот по оплате теплоэнергии, аналогичных созданным в централизованном теплоснабжении. Сооружение котельных малой мощности и индивидуальных теплогенераторов в домах велось на несовершенной технической базе, за счет средств местных органов управления и населения, не имевших достаточных финансовых и материальных ресурсов.

Схемные и конструктивные решения систем централизованного теплоснабжения, нормативная база, методы и практика проектирования сформировались в основном в 30–50-е годы. За последние десятилетия они не претерпели существенных качественных изменений, несмотря на большой рост тепловых мощностей и протяженности теплотрасс. В итоге снизилась надежность, управляемость и экономичность централизованного теплоснабжения.

Отсутствие приборов учета и средств автоматики привело к практически неконтролируемому теплоснабжению, невозможности оценить его действительные объемы и параметры. Так, в 1992 г. были проведены экспериментальные замеры в одном из микрорайонов Москвы на основе многомесячного приборного контроля и учета объемов и качественных параметров поступающей теплоты. Они показали, что не подлежали оплате до 40% отпускаемой теплообеспечивающими организациями теплоты из-за различных нарушений условий теплоснабжения.

Постоянно имеет место недоиспользование на 20–25% тепловых мощностей действующих ТЭЦ из-за хронического отставания сооружения тепловых сетей и завышения расчетных тепловых нагрузок. Это привело к замораживанию инвестиционных средств в централи-

зованном теплоснабжении, снижению его эффективности. В результате в России сложилась весьма противоречивая по своим показателям структура источников теплоснабжения (табл. 20).

В централизованном секторе теплоснабжения основными источниками тепла являются ТЭЦ и крупные котельные производительностью 20 Гкал/час и выше, в большей своей части работающие на природном газе и мазуте. Напротив, в децентрализованном секторе теплоснабжение осуществляется от мелких отопительных котельных и индивидуальных генераторов тепла, сжигающих в основном твердое топливо с низкой экономичностью. Этот сектор обеспечивает теплом главным образом сельскохозяйственное производство, социально-культурную и коммунальную сферы в сельских районах и около четвертой части населения России. Фактически используемое здесь твердое топливо по своему качеству не соответствует паспортным требованиям малых установок. Только одно это приводит к перерасходу топлива не менее чем на 15%.

Однако, если перейти от сравнения экономичности источников теплоты к оценкам экономичности ее использования потребителями в централизованной и децентрализованной системах теплоснабжения, то с учетом всех потерь и затрат энергии, необходимых для функционирования этих систем, расходы топлива на единицу потребленного тепла оказываются соизмеримыми. По имеющимся оценкам, только вследствие потерь в централизованном теплоснабжении из-за низкой технической оснащенности и разрегулированности тепловых сетей, высокой аварийности теплотрасс и ряда других причин сверхнормативный перерасход топлива составляет 25–30% [25].

Несмотря на ведущее положение в топливно-энергетическом балансе России, теплоснабжение было и остается самым нескоординированным сектором ТЭК с организационно разобщенными звеньями, не имеющими единой структурно-инвестиционной, технической и экономической политики. Отсутствует общая концепция функционирования и развития теплоснабжения. В результате наряду с достигнутыми успехами в развитии теплофикации, создании мощных теплофикационных турбин и оборудования для ТЭЦ и крупных котельных и оригинальных проектно-конструкторских разработок в теплоснабжении накопился ряд негативных тенденций.

Для надежного и эффективного теплообеспечения нужд Российской Федерации должны быть разработаны целостная концепция и программа развития теплоснабжения, позволяющие установить экономически оправданные соотношения централизованного и децентрализованного секторов на основе использования новой эффективной техники источников теплоты и безусловной надежности обеспечения теплом населения и других социально значимых потребителей при соблюдении всех экологических требований.

Таблица 20. Отпуск теплоэнергии и расход энергоресурсов на ее производство в 1990 г. (оценка).

	Тепловые электростанции	Котельные производительностью			Индивидуальные генераторы тепла		Прочие источники теплоты*	Итого
		20 Гкал/ч и выше	менее 20 Гкал/ч					
			промышленные	отопительные	для социально-культурной и коммунальной сферы	для населения		
Отпуск теплоэнергии, млн. Гкал	954,0	602,0	411,0	154,5	195,5	130,0	123,0	2570
%	37,1	23,4	16,0	6,0	7,6	5,1	4,8	100
Расход энергоресурсов, млн. т у.т.	167,4	102,4	74,9	30,7	49,4	34,8	21,4	481,0**
%	34,8	21,2	15,6	6,4	10,3	7,2	4,5	100
Структура использованного топлива, всего, %	100	100	100	100	100	100	–	100
Газообразное	60,8	55,6	55,6	35,2	27,5	40,8	–	52,0
Жидкое	14,1	22,3	22,4	6,5	13,2	0,3	–	15,6
Твердое	25,1	22,1	22,0	58,3	59,3	58,9	–	32,4
Удельный расход топлива, кг у.т./Гкал	175,5	170,1	182,3	198,6	252,5	267,7	–	187,2

** Утилизационные установки, геотермальные источники, электрокотельные, атомные электростанции и др., для которых первичные ТЭР оценены по удельным расходам топлива на Гкал тепла в крупных котельных и тепловых электростанциях.*

*** Непосредственный расход топлива на производство теплоты 459,6 млн. т у. т.*

Необходимо выработать новые решения, альтернативные существующим в малоэкономичном и ненадежном централизованном и низком по техническому уровню и социально неудовлетворительном децентрализованном теплоснабжении. Эти решения должны быть более эффективны в энергетическом, экономическом и экологическом отношениях и гарантировать повышение общей надежности функционирования систем теплоснабжения. Их базой могут стать технико-технологические разработки нового теплоснабжающего оборудования на основе конверсии оборонных производств.

Требуют изменения существующие тенденции наращивания теплофикационных мощностей и увеличения радиуса присоединения потребителей к ТЭЦ, вызывающие рост протяженности малонадежных теплотрасс. Главным критерием при выборе таких решений должна стать высокая надежность и экономичность теплообеспечения потребителей при неукоснительном соблюдении требований охраны окружающей среды.

При относительно невысоких концентрациях тепловых нагрузок альтернативой централизованному теплоснабжению могут стать создаваемые по конверсии высокоэффективные автоматизированные автономные газовые универсальные теплогенераторы (ГУТ) единичной тепловой мощностью от 25 до 500 кВт и стационарные котельные на их основе. В децентрализованном секторе они должны стать качественно новой технической базой теплоснабжения на газообразном топливе. Применение компактных ГУТ целесообразно также и при реконструкции промышленных котельных, где высока доля расхода газообразного топлива.

Таблица 21. Структура основных трубопроводных сетей в ТЭК России (по протяженности).

	Тепловые сети		Газопроводные сети			Нефте- и продуктопроводы
	городские	сельские	магистральные	распределительные		
				городские	сельские	
Структура трубопроводных сетей, %	36,2	5,4	25,3	13,4	8,3	11,4
Относительная протяженность, км/км*	1,0	0,15	0,7	0,37	0,23	0,32

** По отношению к протяженности городских тепловых сетей.*

Тенденции градостроительства показывают, что в перспективе сохранится преобладание небольших городов и поселков городского типа (ПГТ) с тепловыми нагрузками 1 тыс.Гкал/час и менее. Их доля составляет свыше 95% всех городских поселений. Основная часть застройки здесь приходится на районы с низкой плотностью тепловой нагрузки. Такой тип расселения будет возрастать в связи с развитием в перспективе коттеджного и малоэтажного домостроения. Можно ожидать, что суммарная тепловая нагрузка малых городов и ПГТ сохранится на уровне 1/3 от общей тепловой нагрузки городов. Именно в таких городах с тепловыми нагрузками отопления и горячего водоснабжения до 50 Гкал/час в микрорайоне могут быть эффективно применены газовые универсальные теплогенераторы.

При развитии отопления и горячего водоснабжения на основе ГУТ и стабилизации на современном уровне охвата жилищного фонда централизованным теплоснабжением появляется возможность снизить на несколько тысяч километров потребность в трубах для тепловых сетей (без учета необходимых для замены изношенных теплопроводов). Это позволит увеличить ресурсы труб для развития газовых сетей и даст возможность дополнительно газифицировать квартиры в городах и сельских районах на 15–20% больше в сравнении с намечаемыми

масштабами. Такое перераспределение труб будет способствовать улучшению структуры их использования. В настоящее время основная часть труб (свыше 2/5 по протяженности) приходится на быстро изнашиваемые тепловые сети (табл. 21).

Замена в мелких энергоустановках угля и мазута природным газом наряду с повышением удобства и экономичности теплообеспечения населения даст возможность на порядок и более уменьшить ущерб от вредных выбросов (табл. 22).

Таблица 22. Превышение удельного ущерба от сжигания жидкого и твердого топлива в мелких котельных без очистных устройств относительно использования природного газа, раз.

Вид топлива	Сельская местность	Пригородные зоны	Зоны рекреации
Мазут	10–15	25–35	40–60
Уголь	25–40	50–85	100–150

Рассчитано по [26].

В регионах, не имеющих природного газа, широкая модернизация существующих котлов малой тепловой мощности и внедрение новых с топками кипящего слоя на твердом топливе позволит заметно улучшить энергетические, экономические и экологические показатели малых котельных. В качестве индивидуальных теплогенераторов здесь должны быть использованы новые конструкции отопительных приборов с длительным горением твердого топлива, имеющие улучшенные теплотехнические и приемлемые комфортные характеристики.

Использование научного и производственного потенциала конверсии оборонных отраслей реально позволяет создать новые технические возможности, обеспечивающие снижение критической напряженности и в централизованном и в децентрализованном секторах теплоснабжения. Основной задачей является организация процесса перехода теплообеспечения нужд России на новый качественный уровень на базе созданной эффективной техники теплоснабжения.

Отрасли, определяющие стратегии развития ТЭК

Электроэнергетика

Среди отраслей ТЭК электроэнергетика занимает особое место. Ее положение определяется всеобщностью использования электроэнергии в отраслях материального производства и непроизводственной сфере, ролью электроэнергии в научно-техническом и социальном прогрессе, создании новых технологий. Уровень развития электроэнергетики, надежность функционирования электроэнергетических

систем оказывают прямое воздействие на главные экономические и социальные компоненты развития общества.

Основная часть электроэнергетических мощностей и электрических сетей Российской Федерации входит в Единую электроэнергетическую систему (ЕЭС) бывшего СССР. Создание ЕЭС позволило рационально использовать топливно-энергетические ресурсы, обеспечило оптимальное функционирование электростанций различных типов, имеющих разные эксплуатационно-технологические свойства и разную экономичность, повысило надежность электроснабжения потребителей, дало возможность получить экономический эффект от совместного использования электростанций по сравнению с их изолированной работой. Страны СНГ, учитывая эти преимущества, сочли целесообразным сохранение параллельной работы своих электроэнергетических систем в составе ЕЭС.

Изменение форм собственности, новые условия хозяйственно-экономической деятельности, особенности финансирования при переходе к рыночным отношениям существенным образом трансформируют направленность организационно-управленческой деятельности электроэнергетических систем, входящих в ЕЭС. Инвестиционные возможности и локальные интересы акционерных обществ, организованных в электроэнергетике, объективно создают предпосылки для сооружения энергетических объектов средней и малой мощности, развития электрогенерирующих установок на промышленных предприятиях. Эти новые тенденции будут противостоять ориентации электроэнергетики на сооружение АЭС в Европейской части страны, строительству сверхмощных сибирских ГЭС и тепловых электростанций на углях Канско-Ачинского бассейна, а также крупных ТЭЦ в городах для наращивания комбинированного энергоснабжения. Тем самым складываются новые условия в формировании ЕЭС.

После аварии на Чернобыльской АЭС и свертывания программы ядерной энергетики, а также из-за экологической несостоятельности широкомасштабного использования углей Канско-Ачинского бассейна электроэнергетика России оказалась в чрезвычайно трудном положении. Начиная с 1988 г. снижались среднегодовые темпы прироста производства электроэнергии, а в 1991 г. произошел абсолютный спад его объема, продолжившийся в 1992 г. (табл. 23). В основном он происходит на ТЭС и по-разному проявляется в западной (включая Тюменскую область) и восточной частях России, где существенно различны структуры производства электроэнергии.

Главными причинами спада последних лет явились сокращение электропотребления из-за снижения производства у всех групп потребителей (кроме населения), особенно в промышленности, и благоприятные погодные условия. В то же время в ряде энергоси-

стем имели место ограничения потребителей из-за дефицита мощности и значительной нехватки топлива. Ряд электростанций работает в режиме поступления топлива с «колес», и часто используются аварийные запасы. К настоящему времени практически исчерпаны резервы дальнейшего увеличения выработки электроэнергии на действующих мощностях. Электроэнергетика России работает близко к пределу своих возможностей.

Таблица 23. Производство электроэнергии.

	1985 г.	1986 г.	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.*
Всего									
А	962	1001	1047	1065	1077	1082	1068	1010	1010–1000
Б		4,1	4,6	1,7	1,1	0,5	-1,3	-5,4	0,0...-1,0
ТЭС									
А	703	732	765	778	789	797	780	718	717–711
Б		4,1	4,5	1,7	1,4	1,0	-2,1	-7,9	0,0–1,0
ГЭС									
А	160	164	162	161	160	167	168	172	170–169
Б		2,5	-1,2	-0,6	-0,6	4,4	0,6	2,4	-1,2...-1,7
АЭС									
А	99	105	120	126	128	118	120	120	123–120
Б		6,1	14,3	5,0	1,6	-7,8	1,7	0,0	2,5–0,0

А — натуральные показатели, млрд. кВт.ч.
Б — среднегодовые темпы прироста (снижения), %.
** — оценка авторов.*
Источники: [3, 7].

В отрасли складывается опасное положение, когда возможный по инвестиционному обеспечению годовой ввод новых мощностей оказался соизмеримым с мощностью физически изношенного электроэнергетического оборудования, требующего обязательной замены, а ежегодные расходы на капитальный ремонт стали сопоставимы с капитальными вложениями в новое строительство и продолжают расти. Такое катастрофическое сокращение воспроизводственных возможностей практически до уровня простого воспроизводства усугубляется снижением вдвое заделов строительно-монтажных работ против нормативных (17–20 % вместо 35–40 %), большой продолжительностью электроэнергетического строительства. При сохранении такого положения электроэнергетика уже на этапе восстановления производства в народном хозяйстве может стать реальным тормозом развития экономики. Она имеет крайне ограниченную свободу маневра для поддержания необходимого уровня производства электроэнергии.

За 1986–1990 гг. прирост мощностей электростанций (9%) существенно отстал от прироста производства электроэнергии (12,5%). Ввод новых мощностей постоянно снижался:

Годы	1981–1985	1986–1990	1990	1991	1992
Млн. кВт	6,2	4,2*	3,7	2,1	0,7

** среднегодовой ввод мощности.*

Высока изношенность основного оборудования электростанций и электрических сетей. В энергосистемах это привело к сохранению большой доли оборудования со сроком работы более 20 лет, в ряде случаев выработавшего свой ресурс. В целом на электростанциях России подлежат замене около 70% паровых котлов, турбин и турбогенераторов, от 30 до 99% отдельных видов вспомогательного оборудования. Значительная часть основного и большинство вспомогательного оборудования уже в 1986–1990 гг. превысили амортизационные сроки службы. Техническое перевооружение и реконструкция энергетических объектов за 1986–1990 гг. были выполнены всего лишь примерно на 20% от намеченного. В то же время ставшее хроническим снижение ввода новых мощностей не позволяет проводить своевременную реконструкцию и техническое перевооружение действующих электростанций. Это приводит к существенному перерасходу топлива и других материальных ресурсов. Так, на тепловых электростанциях Министерства топлива и энергетики России в 1991 г. эксплуатировалось более 5 млн. кВт, или 4% от установленной мощности, с удельным расходом топлива на отпущенный кВт.ч в 1,4 раза выше, чем в среднем по стране [27]. Основой электроэнергетики России являются тепловые электростанции (ТЭС) на органическом топливе. Они составляют свыше 70% всей установленной мощности электростанций и производят свыше 70% электроэнергии. При этом структура производства электроэнергии в западном и восточном регионах России различна (табл. 24). Для стабильного электроснабжения народного хозяйства России требуется концентрация инвестиционных средств и организационных усилий для обеспечения устойчивого развития генерирующих мощностей, в первую очередь тепловых электростанций. Такая направленность действий определяется следующим:

• во-первых, ТЭС остаются в течение всего обозримого периода основной составляющей в структуре установленной мощности электростанций и производства электроэнергии;

• во-вторых, среди всех типов электростанций в условиях России только ТЭС могут обеспечить в широких масштабах эластичное удовлетворение спроса на электроэнергию за счет возможного разнообразия технико-технологических решений, позволяющих экономически

эффективно адаптироваться к различным особенностям производства и использования электроэнергии;

• в-третьих, при ограниченных возможностях развития инвестиционного комплекса для нужд электроэнергетики целесообразна концентрация усилий машиностроительных производств и строительно-монтажных организаций на направлении массового технического перевооружения тепловых электростанций. Это обеспечит сокращение сроков строительства и позволит нарастить необходимые заделы для новых электроэнергетических объектов.

Таблица 24. Региональная структура производства электроэнергии, 1991 г.

	Всего		В том числе*			
			Запад		Восток	
	млрд. кВт.ч	%	млрд. кВт.ч	%	млрд. кВт.ч	%
Производство электроэнергии	1068	100	804	100	264	100
%	100	–	75,3	–	24,7	–
ГЭС	168	15,7	64	8,0	104	39,4
%	100	–	38,1	–	61,9	–
АЭС	120	11,3	120	14,9	...***	0,0
%	100	–	100	–	0,0	–
ТЭС	780	73,0	620	77,1	160	60,6
%	100	–	79,5	–	20,5	–
Из них ТЭЦ**	(367)	(34,4)	(279)	(34,7)	(88)	33,3
%	100	–	76,0	–	24,0	–

** — деление по Тюменской области, включенной в Западный регион.*
*** — доля ТЭЦ определена по структуре Минтопэнерго РФ.*
**** — на Востоке работает Билибинская АЭС мощностью 48 МВт.*
Рассчитано по [27, 28, 29].

Быстрый рост добычи нефти и природного газа в 60-х и до середины 80-х годов создал в электроэнергетике ориентацию в основном на эти виды топлива. В результате в топливном балансе тепловых электростанций преобладает газо-мазутное топливо. Однако его использование на ТЭС неравномерно распределено по территории России. Структура топливопотребления ТЭС резко различна в западной части (включая Тюменскую область), где основными являются природный газ и мазут, и восточной, где преобладает уголь (табл. 25).

Таблица 25. Структура расхода топлива на производство электроэнергии, 1991 г.

	Всего		В том числе					
			Природный газ		Мазут		Твердое топливо	
	млн. т у.т.	%	млн. т у.т.	%	млн. т у.т.	%	млн. т у.т.	%
Все тепловые электростанции	307,1	100	120,7	100	25,2	100	161,2	100
%	100	–	58,3	–	12,2	–	29,5	–
Запад*	168,2	81,2	117,6	97,4	21,9	86,9	28,7	46,9
Восток*	38,9	18,8	3,1	2,6	3,3	13,1	32,5	53,1
Конденсационные электростанции	121,3	100	70,2	100	13,4	100	37,7	100
%	100	–	57,9	–	11,0	–	31,1	–
Запад*	105,9	87,3	69,8	99,4	12,1	90,3	24,0	63,7
Восток*	15,4	12,7	0,4	0,6	1,3	9,7	13,7	36,3
Теплоэлектроцентрали	85,8	100	50,5	100	11,8	100	23,5	100
%	100	–	58,9	–	13,7	–	27,4	–
Запад*	62,3	72,6	47,8	95	9,8	83,0	4,7	20,0
Восток*	23,5	27,4	2,7	5,0	2,0	17,0	18,8	80,0

** Расход топлива дан только по ТЭС, находящимся в составе Минтопэнерго России. Деление по Тюменской области, включенной в Западный регион. Рассчитано по [27].*

Это ставит разные задачи перед электроэнергетикой на западе и востоке для динамичного роста вводов новых электроэнергетических мощностей на ТЭС за счет энергоэкономных решений, допустимых по экологическим требованиям. Основным перспективным направлением для западного региона является развитие газотурбинных (ГТУ) и парогазовых (ПТУ) установок, что обеспечивает более совершенное использование газового топлива — основного в теплоэнергетике. Для обоих регионов необходимы разработка и внедрение новых способов сжигания низкокачественного твердого топлива, позволяющих расширить топливную базу тепловых электростанций, а также сооружение экологически допустимых конденсационных электростанций на канско-ачинских углях, добываемых открытым способом.

Применение ГТУ и ПТУ по сравнению с традиционными паротурбинными установками дает возможность повысить КПД с 35–41% до 45–50% и более. Это снижает удельные капиталовложения примерно на 30% и значительно улучшает эксплуатационные и экономические показатели таких электростанций, обеспечивает повышение маневренных возможностей энергосистем, что остро необходимо, особенно в европейских районах страны.

Создание широкого спектра единичных мощностей ГТУ от 1–5 МВт до 50–100 и 150 МВт позволит гибко совмещать технологические процессы в составе разнообразных промышленных предприятий и производств с выработкой электроэнергии вне электрических станций. Это даст возможность привлечь нетрадиционные источники финансирования воспроизводственных процессов в электроэнергетике, увеличить прирост новых генерирующих мощностей, повысить надежность электроснабжения потребителей.

Первым этапом в этом направлении должно стать использование ГТУ и ПТУ в качестве надстроек паротурбинных блоков реконструируемых ТЭЦ и предвключенных газовых турбин, сбрасывающих отходящие газы в котел-утилизатор. Такие схемы позволяют элиминировать низкие эксплуатационные характеристики газотурбинных установок существующих разработок (КПД менее 30 %) и получить энергетический и экономический выигрыш за счет комбинирования производства электроэнергии и тепла при относительно небольшом увеличении расхода природного газа.

Для определения возможных масштабов производства электроэнергии на основе схем включения ГТУ примем осторожную оценку возможного сооружения ГТУ на ТЭЦ в объеме 30–40 % мощности паровых турбин и 25 % отпуска тепла от котельных производительностью свыше 20 Гкал/час. Такое распределение долей использования ГТУ соответствует возможности выпуска по конверсии газовых турбин. Для рассматриваемых условий объем производства электроэнергии ГТУ составит 300 млрд. кВт.ч, что соизмеримо с современной выработкой электроэнергии ГЭС и АЭС (см. табл. 23).

В настоящее время для этих целей может быть привлечено не менее шести заводов, выпускающих до 300–500 газотурбинных авиационных двигателей в год мощностью от 20 до 60 МВт [13]. Такой инвестиционный потенциал позволяет быстро обеспечить заметный подъем энергетики при относительно низких капиталовложениях.

Другим направлением применения ГТУ и ПТУ в электроэнергетике России является замещение ими физически изношенного паротурбинного оборудования ТЭС, работающего на природном газе.

Функционирование и дальнейшее развитие ТЭС на твердом топливе, в основном на угле, будет существенно зависеть от реализации технически прогрессивных решений, обеспечивающих экономичность работы электростанций на топливе с быстро ухудшающимися характеристиками или низкого исходного качества при соблюдении всех требований по охране окружающей среды. Однако экологически приемлемые энергетические котлы большой единичной мощности на твердом топливе в настоящее время находятся лишь в стадии научной и опытно-промышленной разработки. Электроэнергетика не располагает необхо-

димым котельным оборудованием на твердом топливе и для блоков 200 и 300 МВт, подлежащих модернизации в ближайшей й среднесрочной перспективах.

Разработка проектов электростанций, эффективно сжигающих низкокачественные виды твердого топлива с допустимыми экологическими характеристиками, была начата несколько лет назад. Однако достигнутые результаты пока, в основном, не вышли за пределы научных работ и экспериментальных установок. Отставание научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ и особенно разработка опытно-промышленных образцов оборудования создает серьезные трудности для быстрой взаимной технической и экономической адаптации электроэнергетики и угольной промышленности.

Для обеспечения электростанций твердым топливом — стабильным по качественным характеристикам, соответствующим или близким проектным, необходим переход к обогащению энергетических углей. Однако сегодня их обогащение практически не осуществляется. В то же время обогащение необходимых объемов энергетических углей, сжигаемых на ТЭС, потребует капиталоемких решений из-за ввода новых мощностей обогатительных фабрик. Они должны быть соразмерены с затратами по созданию нового оборудования для сжигания низкокачественного топлива на тепловых электростанциях.

ПГУ с внутрицикловой газификацией угля и крупные энергетические котлы кипящего слоя и его модификации для сжигания углей с широкими границами качественных характеристик должны стать в видимой перспективе основными направлениями адаптации котельного оборудования к быстро изменяющимся условиям топливоснабжения. Эти новые технологии должны также позволить провести начинающуюся реконструкцию и модернизацию блоков 200 и 300 МВт.

По осторожным оценкам, новые способы сжигания низкокачественного твердого топлива примерно равноэкономичны варианту использования на электростанциях обогащенных энергетических углей. Но они одновременно позволяют перейти к новой энергетической технике, расширяющей возможности электроэнергетики и угольной промышленности. Электростанции (а также котельные), расположенные вблизи угольных бассейнов и месторождений, обогатительных фабрик, могут быть ориентированы на новые способы сжигания низкокачественных углей и отходов обогащения; высвобождаемое таким образом обогащенное (кондиционное) твердое топливо может поставляться на электростанции, удаленные от топливных баз. При этом угольная отрасль получает возможность расширить свою ресурсную базу, продлить сроки эксплуатации угледобывающих предприятий.

Развитие электростанций на канско-ачинских углях будет определяться выбором экономически оправданного состава потребите-

лей их электроэнергии и гарантиями обеспечения природоохранных требований. Положительные результаты в этих направлениях позволят эффективно использовать в Канско-Ачинском топливно-энергетическом комплексе (КАТЭК) имеющиеся здесь энергетические и производственно-сырьевые потенциалы роста.

Наращивание передачи электроэнергии из КАТЭКа в западные районы России в новых экономических условиях требует тщательного анализа возможностей изготовления оборудования и строительства воздушных линий электропередачи 1150 кВ Сибирь — Урал — Центр и обеспечения его конкурентоспособности с вариантом транспорта топлива. Альтернативой также может стать дальнейшее развитие на месте электроемких производств для экспортных целей России и нужд стран СНГ. Следует изучить возможность создания в КАТЭКе комплекса энергоемких производств мирового значения с привлечением заинтересованного иностранного капитала. Необходим всесторонний анализ путей экономического и социального развития региона Центральной Сибири для определения масштабов сооружения здесь новых электроэнергетических мощностей.

Для решения задач надежного электроснабжения народного хозяйства в ближней и среднесрочной перспективе, определения долгосрочной стратегии развития электроэнергетики требуется разработка государственной политики воспроизводства мощностей тепловых электростанций и создания скоординированной программы работ по ее конкретной реализации.

После аварии на Чернобыльской АЭС было полностью прекращено новое строительство и лишь закончено сооружение нескольких ранее начатых атомных энергоблоков. Существовавшая программа строительства АЭС была свернута. Однако в конце 1992 г. правительство приняло постановление о возобновлении сооружения атомных станций на территории России [30]. Оно предусматривает осуществление работ по блокам на АЭС и атомных станциях теплоснабжения (АСТ), превосходящим по своим масштабам существующие в настоящее время мощности АЭС.

Установленная мощность действующих в настоящее время энергоблоков АЭС составляет примерно 10 %, а производство электроэнергии — около 12 % от соответствующих показателей для электроэнергетики России (табл. 23). Всего в работе находятся 29 блоков суммарной мощностью 21,3 млн. кВт. В структуре мощностей АЭС преобладают блоки типа РБМК, аналогичные установленным на Чернобыльской АЭС. На действующих АЭС были выполнены работы по повышению безопасности, причем на ряде блоков введен особый режим эксплуатации с ограничением мощности. Тем не менее все работающие в настоящее время энергоблоки РБМК и ВВЭР-440, а также энергоблоки Билибинской и Белоярской АЭС не соответствуют современным требованиям

безопасности. Их реконструкция не может обеспечить уровень безопасности, необходимый для дальнейшей эксплуатации [13].

Вывод из эксплуатации наиболее опасных восьми блоков первого поколения будет означать сокращение установленной мощности АЭС примерно на 5,8 млн. кВт, а всех двадцати энергоблоков, не удовлетворяющих требованиям безопасной эксплуатации, — свыше 13,4 млн. кВт. Все эти блоки были построены после 1970 г., и ни один из них еще не отработал 30-летнего нормативного срока. Только 11 энергоблоков РБМК имеют потенциал невыработанного ресурса в 2 трлн. кВт.ч [13], что соответствует объему производства их продукции примерно в 1,1 трлн. руб. в средних ценах 1992 г.

Таким образом, неудовлетворительная эксплуатационная безопасность этих атомных энергоблоков и их вынужденный преждевременный останов приводят к большим экономическим потерям, связанным с омертвлением капиталовложений в АЭС и необходимостью опережающего выделения средств на консервацию и демонтаж. Требуется также создание соответствующих заменяющих мощностей за счет сооружения новых АЭС или тепловых электростанций при увеличении объемов производства в топливной промышленности или обеспечение устойчивого снижения электропотребления. В особенности это касается регионов Северо-Запада, Центра и Средней Волги, где доля АЭС в производстве электроэнергии составляет от 33 до 17 %. Из-за невозможности компенсации такого массового выбытия в настоящее время сдерживается вывод из работы наиболее опасных блоков АЭС, и малореален останов одновременно всех энергоблоков типа РБМК. Это постоянно сохраняет возможность экстремальной ситуации в ядерной энергетике.

В то же время энергоблоки с реакторами типа ВВЭР, признанными в Концепции развития атомной энергетики в России основным направлением развития [31], не обеспечивают необходимой экономической эффективности АЭС. Главной причиной является низкая надежность парогенераторов энергоблоков, которые уже после трех-четырех лет работы требуют замены, длящейся не менее года. Экономические потери, возникающие из-за этого, делают нецелесообразным дальнейшее строительство таких блоков [13].

Таким образом, современная атомная энергетика России в большей части своих мощностей небезопасна и не может быть реконструирована до нормативного уровня безопасности. В экономическом отношении вся существующая атомная энергетика не отвечает требованиям эффективной работы.

Стоимость электроэнергии, поступившей от атомных электростанций в 1992 г., может быть оценена в 59–60 млрд. руб. Если их соотнести со средствами, выделенными в республиканском бюджете на 1992 г. на ликвидацию последствий аварий и радиационного заражения тер-

риторий России, то работа АЭС с народнохозяйственных позиций неэкономична. В этих условиях развитие атомной энергетики будет идти в основном за счет бюджетных средств и помощи государства [30], а не путем самоокупаемости и самофинансирования.

Вопрос о развитии атомной энергетики в России, несмотря на принятые решения, продолжает оставаться открытым и неоднозначным. В постановлении правительства предусматривается, что решения о строительстве атомных станций должны приниматься гласно, при широком общественном обсуждении [30]. В то же время достаточно очевидно, что новый этап развития атомной энергетики возможен только с созданием энергоблоков, удовлетворяющих всем современным требованиям безопасности, надежности и экономичности. Однако состояние разработки их проектов характеризуется значительной неопределенностью в оценках полноты решения и сроков выполнения.

Ожидается, что широкое строительство энергоблоков с реакторами типа ВВЭР нового поколения по разрабатываемым в настоящее время проектам можно будет развернуть в первом десятилетии XXI в. Однако эти АЭС еще не достигнут высоких параметров эффективности и уровня безопасности, основанного на свойствах самозащищенности ядерного реактора. Такие требования могут быть обеспечены только на АЭС с реакторами следующего поколения после 2015–2020 гг. [13].

В период до начала сооружения энергоблоков с новыми реакторами Минатом России предлагает модернизировать существующие блоки с повышением их безопасности. Это означает, что по крайней мере до 2000 г. мощности АЭС, вводимые для замены выбывающих, будут оставаться недостаточно безопасными и не обеспечат экономичность атомной энергетики. Сохранится и обременительное для страны финансирование АЭС из государственного бюджета. Альтернативой этому является лишь мораторий на сооружение таких энергоблоков и вывод из эксплуатации реакторов, не отвечающих требованиям безопасности.

В то же время следует учитывать, что прекращение сооружения новых АЭС с действующими типами реакторов остановит заказы на оборудование и строительно-монтажные работы. Это разрушающим образом повлияет на всю производственную цепочку строительства атомных электростанций. Можно ожидать, что в этом случае повторное воспроизводство всей необходимой технологической инфраструктуры после появлений нового атомного энергоблока будет весьма затруднено и не позволит быстро нарастить сооружение АЭС до больших масштабов.

В России действует полный комплекс предприятий и организаций, обеспечивающий весь топливный цикл атомной энергетики, который по своему научно-техническому потенциалу не уступает мировому уровню. Созданный промышленно-сырьевой потенциал позволяет обеспечить работу АЭС суммарной мощностью в 100 млн. кВт [13].

Разоружение и конверсия оборонных отраслей дадут возможность вовлечь в топливный цикл АЭС имеющиеся оружейные делящиеся материалы. По данным [32] и [33], для этой цели высвобождено 600–720 т высокообогащенных урана и плутония. В пересчете на уровень обогащения, необходимый для топливоснабжения АЭС, это означает запас, эквивалентный обеспечению ядерным горючим действующих АЭС России в течение времени, соизмеримого с нормативным сроком их работы.

Таким образом, в атомной энергетике России сложилась уникальная ситуация, когда, с одной стороны, отсутствуют энергоблоки с реакторами необходимого уровня безопасности и экономичности. При этом замена выбывающих мощностей модернизированными блоками принципиально не меняет неудовлетворительного положения по этим двум основным критериям приемлемости АЭС. Более того, модернизированные энергоблоки, введенные в ближайшее десятилетие, также будут уступать по безопасности и экономичности новым блокам, намечаемым к вводу после 2000 г.

В то же время имеется высокоразвитый ядерно-технологический промышленный комплекс мирового уровня, способный обеспечить топливный цикл атомных электростанций в 5 раз большей мощности, чем существующие. Перерыв в его работе в ожидании новых проектов АЭС неизбежно приведет к значительному снижению его возможностей. Использование в течение длительного времени оружейных урана и плутония как источника топлива для АЭС будет вести к стагнации работ по разведке, добыче, переработке руды и металлургии урана. Это также отрицательно скажется на научном и производственном уровне ядерно-технологического комплекса.

При выборе стратегии в атомной энергетике необходимо учитывать еще два принципиальных положения: состояние утилизации и захоронения отработанного в атомных реакторах топлива и степень готовности производственно-эксплуатационного персонала обеспечить безопасную работу ядерно-технологического комплекса и АЭС сегодня и в перспективе по пока несовершенным в безопасном отношении технологиям.

Действующие и намечаемые к вводу (по крайней мере в ближайшее десятилетие) АЭС будут работать по схеме открытого топливного цикла. Это приводит к накоплению значительного количества радиоактивных отходов, которые в настоящее время хранятся на самих атомных станциях. Принятое временное хранение радиоактивных отходов, в особенности радиоактивного отработанного топлива, в охлаждающих резервуарах на АЭС, является рискованным. Оно не решает проблемы ядерных отходов, а лишь предоставляет время для поиска надежных долгосрочных вариантов хранения.

Концепция замкнутого топливного цикла, обеспечивающего возврат атомной энергетики всего регенерированного урана и плутония из отработавшего ядерного топлива, пока не реализуется. Общая для всей атомной энергетики система их хранения и захоронения отсутствует [13].

Безопасное и постоянное захоронение радиоактивного отработанного топлива остается одним из нерешенных вопросов ядерной энергетики. По мере развития АЭС его объемы будут нарастать. Основная проблема состоит в том, что ядерные отходы сохраняют опасность в течение тысячелетий, и пока ни с технической, ни с политической точек зрения не найдены пути, гарантирующие абсолютную безопасность захоронений. Ни одна страна мира, эксплуатирующая АЭС, до сих пор не нашла целостного решения этой проблемы.

Концепция геологического захоронения является наиболее распространенным подходом по изолированию радиоактивных отходов от биосферы. Однако и это решение представляется рискованным, так как нет абсолютных гарантий их стабильного хранения в течение всего необходимого срока. В любом случае это не просто глубокое захоронение в толще земли, а сложная инженерная система с многократным запасом прочности, постоянно поддерживаемая и развиваемая во времени.

Нахождение мест и создание центров геологического захоронения радиоактивных отходов АЭС является огромной финансовой и экологической проблемой, проблемой безопасности и здоровья людей, оценка общих затрат на решение которых пока не поддается определению. Однако ясно, что при росте мощностей АЭС нагрузка на экономику страны со стороны этой самой долгосрочной и дорогостоящей составляющей ядерной энергетики будет возрастать. С учетом этого оценка перспектив атомной энергетики становится весьма неопределенной.

Безопасность эксплуатации АЭС и ядерно-топливного комплекса в целом во многом зависит не только от уровня профессиональной подготовки, но и от социально-психологического состояния эксплуатационного персонала. Суть проблемы — в осознании им неформальной ответственности перед обществом за действия, могущие привести к катастрофическим последствиям для населения и окружающей среды из-за неправильных действий при работе с радиоактивными технологиями.

После Чернобыльской катастрофы на всех АЭС был внедрен комплекс мер, направленный на исключение подобных аварий. В то же время продолжают работать объективно опасные атомные энергоблоки при высоком уровне нарушений их эксплуатации по вине персонала. На долю оперативного персонала приходится 30 % всех внеплановых остановов [13].

Другим индикатором неблагополучия в поведении персонала могут служить результаты поставарийного обследования АЭС с реакторами РБМК после инцидента на третьем энергоблоке Ленинградской АЭС в марте 1992 г. Ревизия установила, что аналогичные дефекты были на всех реакторах чернобыльского типа, размещенных в России. Массовый характер невыявления и неустранения дефекта до возникновения аварийной ситуации заставляет признать существование или опасной потери ответственности у персонала атомных электростанций или низкой их профессиональной подготовленности.

Неблагоприятной, но пока слабо осознанной тенденцией является потеря привлекательности специальностей в вузах, связанных с атомной энергетикой, и резкое сокращение притока в них способной творческой молодежи. Она проявилась после аварии на Чернобыльской АЭС [34] и особенно усилилась в результате смены престижных ориентиров у молодежи при переходе к рыночным отношениям в экономике. Для атомной энергетики это означает, что через 10–15 лет, т.е. именно в период намечаемого широкомасштабного ввода АЭС нового поколения, может произойти снижение качественного уровня персонала и сокращение численности работающих в этой области. Обозначившийся разрыв между требованиями, предъявляемыми высокими атомными технологиями к разработчикам, производителям и эксплуатационному персоналу, и их квалификационными возможностями может стать труднопреодолимым препятствием для внедрения АЭС в электроэнергетику России.

Таким образом, атомной энергетике в ее современном состоянии и в перспективе необходимо преодолеть ряд существенных трудностей для обеспечения сбалансированного развития. Однако пока нет достаточно взвешенных оценок долговременных социальных, экономических, экологических, энергетических и инновационных последствий для выбора обоснованного решения из имеющихся альтернатив.

Гидроэлектростанции в настоящее время обеспечивают около 17 % производства электроэнергии в России (табл. 23). При этом экономический гидроэнергетический потенциал страны освоен неравномерно. В Европейской части он используется выше экологически допустимых пределов. В то же время пути освоения азиатских гидроэнергоресурсов России зависят от многих политических, социальных, экономических и экологических факторов.

Следует признать, что традиционный путь освоения гидроэнергоресурсов в бывшем СССР за счет строительства каскадов гидроузлов с крупными водохранилищами на основном водном тракте, а в дальнейшем и на его притоках привел многие речные и связанные с ними озерные и морские системы к экологическим перерождениям с необратимыми последствиями. К сожалению, время не будет способствовать сглаживанию этих противоречий.

В целом перечень ГЭС с лучшими экономическими характеристиками весьма ограничен. Группа таких ГЭС составляет лишь около 25 % по мощности и выработке электроэнергии из всей рассмотренной совокупности гидроэлектростанций, примерно равной по суммарной установленной мощности уже действующим ГЭС России. Основная часть возможных к сооружению ГЭС по проработанности проектных материалов находится на начальных этапах обоснования. Как показывает анализ многолетней практики, это означает, что при переходе к завершающим этапам проектной готовности удельные капиталовложения возрастут в 1,5–2 раза и более, а строгий учет экологических требований может исключить ряд ГЭС из списка возможных к сооружению.

В целом развитие гидроэнергетики в России имеет ограниченные перспективы как по размещению новых ГЭС, так и по экономическим показателям. Их роль в электроснабжении Российской Федерации может быть определяющей лишь в восточном регионе России и на Северном Кавказе. Другие возобновляемые и нетрадиционные источники энергии в обозримой перспективе не будут в России сколько-нибудь значимы.

Развитие электрических сетей постоянно шло в направлении роста их протяженности и нарастания классов напряжения. Опережающими темпами осуществлялся ввод воздушных линий (ВЛ) электропередачи напряжением 500–1150 кВ, меньше внимания обращалось на сооружение ВЛ более низких классов напряжения. Это не способствовало надежному и экономичному электроснабжению народного хозяйства.

Передача электроэнергии по электрическим сетям России связана со значительными потерями из-за их технологической необустроенности и технического несовершенства. В особенно неблагоприятных условиях находятся сельские электрические сети, где потери электроэнергии достигают 13–17 % против 8–9 % в целом по сетям России.

Стратегическим направлением воспроизводственной политики в электросетевом хозяйстве должно стать повышение надежности и качества электроснабжения, а не увеличение протяженности и наращивание напряжения ВЛ. Изменение ориентиров концепции развития сетевого строительства в сторону интенсивных факторов позволит связать техническое перевооружение с решениями по активному энергосбережению.

В сложившихся условиях электроэнергетика России имеет крайне ограниченную свободу маневра для поддержания необходимого уровня производства электроэнергии. Это может стать тормозом в экономическом развитии Российской Федерации. В новой концепции электроэнергетики необходимо устранить напластования противоречивых решений прошлых лет. Она должна быть направлена на гарантированное и качественное электроснабжение народного хозяйства России, взаимовыгодный обмен электроэнергией со странами СНГ.

Центральным звеном воспроизводственной политики в электроэнергетике должно стать техническое перевооружение электростанций и сетевого хозяйства, наращивание их потенциала. Это позволит повысить энергетические и экономические характеристики и осуществить переход к экологически безопасным ТЭС, в том числе и с новыми технологиями сжигания, дающими возможность эффективно использовать энергетические угли в широком диапазоне их качественных характеристик.

Однако учитывая состояние инвестиционного комплекса, быстрая фронтальная замена физически и морально устаревшего действующего оборудования представляется нереальной. Поэтому необходима целевая программа привлечения инвестиционного комплекса и конверсируемых оборонных производств для обеспечения поддержания технического уровня и избирательного обновления электроэнергетики в ближайшей и среднесрочной перспективе.

Газовая промышленность

Газовая отрасль на фоне общего кризиса экономики России и спада производства в других отраслях ТЭК характеризуется более устойчивыми показателями работы. До 1991 г. добыча природного газа росла, хотя и снижающимися темпами, а далее стабилизировалась примерно на одном уровне (табл. 26). Такая динамика последних лет в большой степени связана с начавшимся с 1989 г. сокращением капитальных вложений в эксплуатационное бурение и обустройство газовых промыслов, что привело к сокращению ввода новых мощностей по добыче.

Таблица 26. Добыча газа.

	1985 г.	1986 г.	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.*
Добыча газа									
А	462	503	544	590	616	641	643	640	647–643
Б		8,9	8,2	8,5	4,4	4,1	0,3	-0,5	1,1–0,5

А — млрд. м^3.

Б — среднегодовые темпы прироста, %.

** оценка авторов.*

Источники: [3, 7].

Сохранение объемов добычи газа связано с большими заделами в прошлом, которые сейчас форсированно используются. Если в ближайшие годы не будут увеличены инвестиции в отрасль, то, по-видимому, не избежать спада и в добыче природного газа. В то же время по ресурсным возможностям и качественным характеристикам в целом только природный газ можно рассматривать в ближайшей и среднесрочной

перспективах в качестве необходимого компенсатора возможных дисбалансов в обеспечении России топливно-энергетическими ресурсами.

Российская Федерация располагает уникальными ресурсами природного газа, оцениваемыми в 47 трлн. м^3 промышленных [2] и свыше 200 трлн. м^3 потенциальных запасов [35]. Россия занимает первое место в мире по извлекаемым запасам [15]. В основном они сконцентрированы в Западной Сибири, Прикаспийской впадине, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Главным газоносным регионом страны на длительную перспективу останется Западная Сибирь. Выявлены крупные месторождения газа на морском шельфе в северных морях и у о. Сахалин. Основная часть ресурсов природного газа в России комплексного состава, что позволяет получить ряд ценных топливных и химических компонентов (конденсат, этан и др.). Доля такого газа в добыче в перспективе будет постоянно возрастать.

В то же время следует иметь в виду, что Россия — единственная страна в мире, которая прогнозирует развитие отрасли на запасах низкой достоверности (категорий С3, D1 и даже D2). Это создает опасность завышения ресурсов, а следовательно, перспективных объемов добычи газа.

Основной прирост добычи природного газа предполагается обеспечить за счет разработки новых крупнейших месторождений, находящихся в Западной Сибири на полуострове Ямал. Освоение ресурсов Ямала намечается высокими темпами: 10 млрд. м^3 в 1997 г., 78 млрд. м^3 — в 2000 г., в дальнейшем добыча ямальского газа должна быть доведена до 230–280 млрд. м^3 в год [36].

Однако помимо реальных технических трудностей добычи природного газа в Заполярье промышленное освоение Ямала неизбежно столкнется с большими экономическими проблемами, не имеющими аналогов в мировой практике газодобычи. Поэтому наряду с экономическими оценками эффективности эксплуатации месторождений в условиях техногенного нарушения и растепления вечной мерзлоты, ведущих к повышенной аварийности, еще до начала интенсивных работ необходимо найти экономически приемлемое решение по поддержанию экосистемы Ямала непосредственно или в компенсационных формах. Большая неопределенность, существующая сегодня в экономических оценках по промышленному освоению Ямала, делает настоятельно необходимым поиск страхующих альтернативных вариантов за счет повышения эффективности добычи в уже эксплуатируемых газоносных провинциях и его использования в народном хозяйстве.

Страхующая роль природного газа в ТЭК России на этапах восстановления производства и интенсивного преобразования экономики объективно должна означать отказ от чрезмерного форсирования его добычи в этот период. По-видимому, уровень в 750 млрд. м^3 товар-

ного газа является рубежом, превышение которого потребует убедительных народнохозяйственных аргументов для обоснования эффективности продолжения наращивания газодобычи.

Опасность форсированного развития газовой промышленности связана также с низким техническим уровнем бурового и газодобывающего оборудования, необходимостью уже в ближайшее время начать последовательную замену более 40% (из 150 тыс. км) существующих магистральных трубопроводов в связи с истечением сроков их службы и низкой надежностью. Следует учитывать, что при строительстве магистральных газопроводов трубы большого диаметра и металл для них были в значительной части получены по импорту. Необходимая газификация сельских районов требует сооружения 70–80 тыс. км распределительных сетей, а также соответствующего числа магистральных отводящих газопроводов. Требуется не менее чем в 2 раза увеличить активную емкость подземных хранилищ газа. Решение всех этих неотложных задач отрасли может существенно усложниться при одновременном форсированном развитии газодобычи.

Необходим анализ вариантов использования в отрасли инвестиций, альтернативных наращиванию объемов добычи в труднодоступных регионах. К ним можно отнести развитие газопереработки, увеличение добычи газового конденсата, повышение эффективности сжигания природного газа.

Россия занимает первое место в мире по объему добычи газа и одно из последних мест по уровню утилизации его ценных компонентов, теряя или используя их в основном в качестве энергетического топлива. Это следствие однобокого развития газовой промышленности как отрасли, обеспечивавшей в первую очередь добычу, транспорт и распределение газа. Извлечение из газа и использование в народном хозяйстве других углеводородных ресурсов может обеспечить масштабные приращения в производственной и экономической деятельности отрасли.

В России в настоящее время на переработку подается не более 55–60% попутного нефтяного газа [36] и перерабатывается около 50 млрд. $м^3$ природного газа, или менее 1/5 его возможного объема. Ориентация на крупные газоперерабатывающие комплексы с избирательными требованиями к сырьевой базе и длительными сроками строительства позволит увеличить его переработку до 130 млрд. $м^3$, т. е. лишь до половины объема добычи газа комплексного состава, кондиционного для переработки. Политика сдерживания переработки в условиях роста добычи комплексного по составу природного газа по существу будет означать отказ от дополнительного производства дешевого углеводородного сырья, обеспечивающего прирост бытового и моторного топлива, альтернативного нефтяному.

Основным направлением должно стать сочетание газоперерабатывающих комплексов с промысловой переработкой газа на малогабаритных установках, особенно в районах локальных ресурсов газа комплексного состава. Это позволит обеспечить всю экономически оправданную утилизацию компонентов природного газа. Она может быть осуществлена за счет организации производства необходимого оборудования на машиностроительной базе конверсии, создания совместных с инофирмами предприятий, других форм привлечения иностранного капитала.

В определенной мере сдерживание переработки природного и попутного нефтяного газа происходит и из-за ориентации нефтехимической промышленности в основном на использование в качестве сырья прямогонного бензина и нефтезаводских газов, а не широкой гаммы легких углеводородов, получаемых на базе попутного нефтяного и природного газа и газового конденсата. Необходимо формирование единых комплексов производств по добыче и переработке (вплоть до нефтехимических полупродуктов), использующих в качестве исходного сырья наряду с нефтью нефтяной и природный газ, конденсат и широкую фракцию легких углеводородов.

В России сложилась структура потребления газа, когда свыше 37 % его используется на замыкающих по эффективности тепловых электростанциях (табл. 27). Это явилось следствием ряда особенностей развития ТЭК:

• во-первых, ориентация на рост сооружения ТЭЦ и крупных котельных потребовала в городах обеспечить защиту окружающей среды за счет перехода на газ источников с концентрированным выбросом в атмосферу вредных веществ. Доля газа в структуре топлива на ТЭЦ к западу от Тюмени составляет 76,7 % (см. табл. 25);

• во-вторых, постоянное отставание развития распределительной газопроводной сети при быстром росте объемов добычи и магистрального транспорта газа способствовало ориентации на газ крупных потребителей;

• в-третьих, увеличение использования газа на тепловых электростанциях в последнее время позволило быстро компенсировать провал атомной программы и снизить экологоемкость электроэнергетики.

Увеличение потребления газа на ТЭС следует рассматривать лишь как временную меру стабилизации их топливного баланса. Прирост в перспективе должен происходить в основном за счет потребления газа в котельных и коммунально-бытовом секторе.

Газовая промышленность, формирующая в среднесрочной перспективе основные черты развития топливно-энергетического комплекса и обеспечивающая стратегическое резервирование топливоснабжения крупных регионов страны, должна иметь, наряду с резервными газодобывающими мощностями, широкие возможности для пространствен-

ного маневра в перераспределении потоков газа за счет оптимальной сети газопроводов в сочетаний с подземными газохранилищами государственного резерва.

Таблица 27. Структура потребления газа в 1990 г., оценка.

	%
Израсходовано, всего	100,0
Электростанции	37,5
Котельные	16,4
производительностью 20 Гкал/ч и более	8,5
производительностью менее 20 Гкал/ч	7,9
в том числе промышленные котельные	(6,3)
Сырье и нетопливные нужды	15,0
Конечное потребление	31,3
Население	3,2
отопление и горячее водоснабжение	2,4
пищеприготовление	0,8
Коммунальные и культурно-бытовые нужды	2,3
Промышленность и строительство	11,0
Сельскохозяйственное производство	0,3
Транспорт	11,7
Прочие потребители, включая потери	2,6

До настоящего времени единая газоснабжающая система страны развивалась в основном путем сооружения широтных магистральных газопроводов для передачи больших потоков газа с востока на запад в едином «коридоре». Межсистемные связи и перемычки, распределительные газотранспортные сети развиты недостаточно. В экстремальных условиях они не позволят осуществить широкое маневрирование потоками газа.

Таким образом, назрела необходимость разработки новых концепции и программы развития газовой промышленности России, направленных на решение проблем добычи газа, строительства и реконструкции магистральной и создание полноценной распределительной сетей, обеспечение высокой маневренности потоками газа, резкого повышения эффективности его использования.

Энергетические угли

Потенциальные и разведанные запасы энергетических углей в России достаточны для надежного обеспечения ими народного хозяйства. Однако в настоящее время происходит постоянное снижение объемов добычи этих углей (табл. 28). Особенно резко в 1992 г. сократилась добыча

открытым способом. Именно она в предыдущие годы частично компенсировала падение подземной добычи. Основная причина такого положения — развал системы материально-технического снабжения, нарушение связей между предприятиями-смежниками, практически прекращение поступления по импорту оборудования, материалов и запасных частей.

Это снижение происходит в условиях, когда практически весь прирост добычи энергетических углей в перспективе предполагается обеспечить за счет открытого способа в восточных районах страны, прежде всего на разрезах Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов. В угольных бассейнах европейской части России ожидается лишь стабилизация добычи или её снижение. Здесь будут усложняться горно-геологические условия добычи, что приведет к дальнейшему ухудшению качества угля и увеличению затрат на поддержание уровней добычи.

Сокращается и производственный потенциал угольной промышленности. За 1989–1992 гг. ввод новых мощностей снизился в 4 раза. Впервые не обеспечивается даже простое воспроизводство. Восстановление нормального функционирования отрасли потребует длительных сроков.

Спрос, а, следовательно, и необходимые объемы добычи энергетических углей сейчас и в перспективе будут определяться стратегией топливообеспечения в основных сферах их использования: в электроэнергетике, теплоснабжении и обеспечении топливом населения и коммунально-бытовых потребителей в децентрализованном секторе энергоснабжения, на долю которых приходится свыше 93% суммарного использования этих углей (табл. 29).

Таблица 28. Добыча энергетических углей.

	1985 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.*
Объемы добычи, всего							
А	304	325	315	302	283	266	260–255
Б	-0,3	2,7	-3,1	-4,1	-6,3	-6,0	-2,3...-4,1
в том числе:							
открытым способом							
А	204	229	224	219	210	187	185–180
Б	2,0	4,1	-2,2	-2,2	-4,1	-11	-1,1.-3,7

А — млн. т.
Б — среднегодовые темпы прироста, %.
** Оценка авторов.*
Источники: [3, 7, 37].

В социально ориентированной экономике России политикой энергоснабжения коммунально-бытовых потребителей должно стать решительное вытеснение здесь твердого топлива как наиболее дискомфортного, трудо- и экологоемкого. Потребность в углях электро-

и теплоэнергетики будет зависеть от стратегии и темпов перехода к наращиванию доли углей в топливном балансе электростанций.

Поэтому, учитывая высокую инерционность развития угольной промышленности, для обеспечения стабилизации углеснабжения народного хозяйства требуется заблаговременная разработка согласованной политики топливоснабжения электростанций и соответствующего инвестирования добычи углей. В противном случае угольная промышленность может оказаться неподготовленной к повышению требований электроэнергетики, а инерционность отрасли не позволит быстро отреагировать на новую ситуацию.

Реализуемость и экономическая эффективность стратегии развития угольной промышленности в основном за счет развития открытой добычи в восточных регионах будут в значительной мере зависеть от способности и степени адаптации добычи и потребления энергетических углей к новым условиям развития экономики, переориентации социально значимых потребителей угля на другие виды топлива и энергии, снижению качества добываемых углей, ужесточению экологических требований, растущему сопротивлению общественности сооружению практически любого энергетического объекта, росту капиталоемкости отрасли.

Таблица 29. Структура потребления энергетических углей, %.

	1985 г.	1990 г.
Израсходовано, всего	100,0	100,0
Производство электроэнергии и тепла	76,0	73,5
Сырье и нетопливные нужды	0,9	0,9
Коммунально-бытовой сектор и население	18,1	20,2
Производство промышленной продукции	3,0	3,0
Прочие потребители, включая потери	2,0	2,4

Источники: [7, 38].

Одним из определяющих условий роста угольной промышленности является опережающее развитие ее социальной инфраструктуры, прежде всего в перспективных восточных регионах. Сохранение сложившегося отставания в социально-бытовой сфере, даже от далеко не оптимальных нормативных потребностей, приведет к ускорению нарушения воспроизводственного процесса, снижению квалификационного уровня и прямому дефициту рабочей силы в отрасли.

Острота проблемы адаптации угольной промышленности к повышению экологических требований вызвана тенденцией роста ее экологоемкости в связи с ухудшением горно-геологических условий и изменением структуры добычи, снижением качества добываемых углей и связанным с ним ухудшением режимов топливопотребления. Поэтому необходимы интенсивная разработка и внедрение экологически чистых технологий горных разработок (в том числе, с закладкой породы в выработанные пространства), совершенствование технологии складирования породы и ликвидации отвалов, сокращение нарушения и увеличение объемов полной рекультивации нарушенных земель. Решение этих задач должно стать одним из основных направлений научно-технического прогресса в технике и технологии как подземной, так и открытой добычи углей.

Проблема экологической адаптации потребителей обусловлена, в первую очередь, явно выраженной тенденцией к снижению качества добываемых энергетических углей. В перспективе эта тенденция сохранится. Ухудшение качества добываемых углей привело к снижению качества товарной массы, отгружаемой потребителям. Особенно быстро ухудшалось качество энергетических углей, поставляемых электростанциям. Их теплота сгорания на 12–13 % ниже, чем в целом по товарному углю. На электростанции практически не поставляется обогащенный уголь. Потребность коммунально-бытового сектора экономики в сортовых углях обеспечивается примерно наполовину. Эффективность использования поставляемых ему рядовых углей с большим количеством мелких фракций крайне низка. В результате здесь образовался мощный источник загрязнений атмосферы.

Низкое качество добываемых энергетических углей делает необходимым их обогащение практически в полном объеме, что означает почти удвоение существующей мощности обогатительных фабрик. Однако добывающие предприятия экономически не заинтересованы в повышении сортности углей. Поэтому техника, позволяющая это сделать (комбайны высокой энерговооруженности, струговые установки), не находит должного применения. С другой стороны, обновление ГОСТов, регламентирующих технические требования к качеству углей, происходило в большинстве случаев в сторону их снижения, часто даже ниже, чем предусмотрено в проектных показателях у потребителей. Это давало возможность расширять поставки углей, «манипулировать» породой для видимого увеличения объемных показателей, но приносило значительные потери у потребителей из-за неэффективности сжигания таких углей.

К снижению надежности производства энергии и большим экономическим потерям в энергетике приводит нестабильность качественных характеристик поставляемого топлива. На тепловых электростанциях эти потери практически соизмеримы или превосходят затраты на добычу используемых углей. Уже простая упорядоченность поставок

и введение реальной экономической ответственности за стабильность качества угля могут заметно улучшить технико-экономические показатели работы оборудования котельных и ТЭС.

Радикальное решение проблемы надежного и эффективного использования углей ухудшенного качества состоит в создании экологически чистого оборудования для их сжигания новыми способами в кипящем слое и в пылевидном состоянии. По имеющимся оценкам эффективности, затраты в варианте реконструкции действующих электростанций с применением новых способов сжигания в 3–4 раза меньше ущерба от сжигания непроектного топлива.

Необходимо разработать концепцию освоения новых способов сжигания твердого топлива, поскольку она в значительной степени будет определять техническую и экономическую политику: в угольной промышленности — освоения тонких и особо тонких угольных пластов, забалансовых запасов действующих угледобывающих предприятий, создания технологии и техники для эффективной разработки этих пластов, обогащения энергетических углей для нужд электростанций; в электроэнергетике — реконструкции действующих ТЭС и совершенствования котельного и вспомогательного оборудования; в машиностроении — создания соответствующей производственной базы.

Новые способы сжигания позволят вовлечь в топливный баланс электростанций и котельных малоиспользуемые или неиспользуемые совсем низкокачественные виды твердого топлива. К ним относятся сланцы, часть забалансовых запасов углей, в первую очередь действующих добывающих предприятий. Они практически не разрабатываются и теряются безвозвратно. Запасы такого топлива в России оцениваются в 25–45 млрд.т у.т., из них половина находится в Европейской части (табл. 30).

Таблица 30. Размещение запасов низкокачественного топлива на территории России, %.

Регионы	Запасы	
	всего	по регионам
Европейская часть	52	100
Северо-Запад		28
Центр		60
Юг		7
Средняя Волга		3
Урал		2
Азиатская часть	48	100
Сибирь		96
Дальний Восток		4
ИТОГО	100	

Следует учитывать, что существующая граница между балансовыми и забалансовыми запасами топлива была в свое время ориентирована на благоприятные условия развития угольной промышленности и ТЭК в целом и нередко очень условна. Возможность эффективного сжигания низкокачественного топлива позволяет с новых позиций подойти к назревшей переоценке запасов и кондиций по зольности и мощности пластов с целью более широкого вовлечения в разработку запасов углей, прежде всего в освоенных регионах. Энергетическим топливом в этом случае может также стать часть накопленных и вновь образующихся отходов углеобогатительных фабрик, часть отвалов добывающих предприятий. Годовой объем всех этих отходов оценивается примерно в 8–10 млн.т у.т.

Необходимым условием вовлечения низкокачественного топлива в топливный баланс является экономическая заинтересованность поставщиков в его добыче и реализации, а потребителей — в его использовании. Эффективность для угледобывающих и углеперерабатывающих предприятий использования отвалов и отходов обогащения очевидна: ликвидируются затраты на их создание и содержание, снижается экологоемкость производства и соответствующие экологические затраты. Однако величина всех этих затрат индивидуальна, поскольку зависит от качества, местных условий содержания и реализации такого низкокачественного топлива. Поэтому здесь должны действовать рыночные отношения между поставщиком и потребителем, устанавливаемые применительно к каждому конкретному случаю.

Альтернативные варианты развития энергетики

Исходные положения

Анализ современного состояния энергетического комплекса, условий и особенностей развития его отдельных отраслей, проведенный выше, позволяет считать, что в ближайшей и среднесрочной перспективе реально существуют весьма ограниченные возможности вариантного развития ТЭК. Это связано, во-первых, с достаточно жесткими требованиями к необходимой динамике производства энергоресурсов в связи с сохранением определяющей роли энергетического комплекса в сбалансированности и валютном обеспечении (за счет экспорта энергоресурсов) экономики России, поддержании экономических связей со странами СНГ.

Во-вторых, имеются серьезные ограничения на развитие ТЭК как по масштабам и источникам финансирования, так и по реальным воспроизводственным возможностям со стороны инвестиционного комплекса. При этом кардинальное отставание в техническом уровне и надежности эксплуатируемого и производимого в стране оборудо-

вания и строительно-монтажных работ в ТЭК делают невозможным одношаговое качественное обновление действующих производственных фондов его отраслей. Оно может быть достигнуто лишь в результате поэтапного процесса, после подъема технического уровня самого машиностроения и выхода на новые, более высокие требования к проектированию, изготовлению и монтажу энергетического оборудования и строительным работам.

Третьей составляющей ограничений является существенное сужение имевшихся ранее резервов роста производства в самих отраслях ТЭК, где значительная часть разрабатываемых месторождений находится в стадиях стабилизации или падения добычи и продолжают накапливаться морально и физически изношенные оборудование и сооружения. Это заметно ограничивает область возможных решений и не позволяет иметь достаточные резервы, необходимые для работы в нормальных условиях.

Четвертой компонентой, диктующей требования к развитию ТЭК, является массовое расточительное потребление энергии в народном хозяйстве, постоянно побуждающее к напряженной работе отрасли энергетического комплекса. Связанные с ним масштабы загрязнения окружающей среды нарастающим образом «сжимают» пространство экологически допустимых решений по развитию отраслей ТЭК. Это происходит как прямо, в виде ограничений на возможные размеры отходов производства и выбросов, так и косвенно, через отвлечение инвестиционных средств для поддержания жизнеспособности среды обитания человека и сохранения природных экосистем.

Центральным вопросом для всех возможных стратегий развития ТЭК является формирование спроса на энергию внутри страны как по его масштабам, так и по структуре энергоносителей, обеспечивающих потребности народного хозяйства в электроэнергии, теплоте, моторном и котельно-печном топливе. При этом решающим фактором является развитие процессов сбережения энергии и структурных преобразований в экономике, сокращающих энергетический спрос в длительной перспективе.

Размеры экспорта нефти и природного газа и продуктов их переработки диктуются общеэкономическими интересами России. Хотя он относительно меньше и ограниченнее влияет на общее производство энергоресурсов в стране, сокращение внутреннего спроса на энергию расширяет возможности экспорта и, следовательно, валютных поступлений без дополнительной нагрузки на отрасли ТЭК.

Как отмечалось выше, сдерживание роста внутреннего потребления энергии является основным путем, позволяющим создать условия для обновления и технического перевооружения энергетических отраслей. Удержание низкого уровня спроса на энергию создает реальную воз-

можность для осуществления необходимых организационных, структурных и технических преобразований в отраслях ТЭК.

Напротив, сохранение традиционной тенденции практически неограниченного роста потребления энергии народным хозяйством ведет к длительной консервации негативных факторов в развитии ТЭК. Необходимость постоянного наращивания объемов производства топлива и энергии будет существенно замедлять процессы обновления основных производственных фондов, особенно при ограниченных мощностях машиностроения, обеспечивающих техникой отрасли ТЭК. Такой путь является губительным, так как дальнейшее накопление оборудования с повышенным износом, снижение надежности энергоснабжения и нарушение нормативных требований эксплуатации будет, по существу, разрушающим образом воздействовать на отрасли ТЭК, неизбежно подталкивая их к сворачиванию производства из-за невозможности нормальной работы оборудования по техническим причинам.

Таким образом, сдерживание роста энерго- и электропотребления по существу является единственно допустимым решением в течение длительного периода технического перевооружения и структурной перестройки ТЭК.

В рассмотренных условиях выбор стратегии развития ТЭК возможен только в рамках решений, которые формируются как компромиссы народнохозяйственных, экологических и социальных требований и ограничений. В таком жестко сформированном пространстве возможностей развитие отраслей ТЭК в длительной перспективе будет зависеть от принятых решений уже в ближайшем периоде.

Развитие добычи и переработки нефти, углей для коксования, значительной части теплоснабжения по существу имеет единственную стратегию роста, определяемую народнохозяйственными и социальными нуждами страны. Они в относительно малой степени будут зависеть от вариантов развития других отраслей ТЭК.

Определяющей при формировании возможной стратегии развития ТЭК будет в ближайшей и долгосрочной перспективе динамика развития электроэнергетической отрасли. Основными видимыми здесь альтернативными стратегиями, которые могут доминировать в долгосрочной энергетической перспективе России, являются газо-угольный вариант, в центре которого находится использование природного газа и угля в электроэнергетике и теплоснабжении страны, и вариант крупномасштабного развития ядерной энергетики, опирающийся на применение нового поколения атомных энергетических реакторов.

Естественно, что оба эти варианта отражают лишь значительные особенности и акценты в выбранной энергетической политике. В зависимости от принятых вариантов долгосрочного развития ТЭК роль отдельных отраслей в структурной и инвестиционной политике ком-

плекса будет существенно разной. Она во многом будет определяться решениями на народнохозяйственном уровне в соответствии с макрозадачами экономики.

Гидроэнергетика и нетрадиционные источники энергии, масштабы развития других видов и форм энергии выступают как дополняющие или локальные для каждого из рассматриваемых вариантов. Занимая определенное место в балансах топлива и энергии и затратах инвестиционных ресурсов, они, тем не менее, не являются значимыми на концептуальной стадии формирования упомянутых вариантов.

Газо-угольный вариант

Вариант газо-угольной стратегии в развитии ТЭК базируется на углублении тенденций рационального использования этих энергоресурсов в стране. По существу речь идет о полноценной реализации уже имеющихся возможностей научно-технического прогресса в энергетическом оборудовании и технологиях. Суть политики состоит в концентрации усилий на решении этих ключевых задач, позволяющих осуществить необходимый маневр для перехода к структуре ТЭК, повышающей эффективность использования энергоресурсов и снижающей его давление на экономику страны.

Основанием для выбора этой стратегии как альтернативной в долгосрочной энергетической политике являются огромные промышленные и потенциальные запасы природного газа и угля, позволяющие базировать энергетику страны на этих энергоресурсах в течение длительного периода времени. Задача состоит в совершенствовании структуры и повышении эффективности их использования.

В настоящее время основной зоной газификации народного хозяйства является территория России к западу от Тюменской области. Здесь природным газом уже обеспечены все крупные концентрированные потребители — электростанции, котельные и население в больших и средних городах, металлургия, химия и другие отрасли промышленности. Задача состоит в повышении эффективности его использования за счет широкого применения ГТУ и ПТУ в электроэнергетике, сжигания газа в малых котельных установках и индивидуальных теплогенераторах новых конструкций с высоким КПД, проведения ресурсо- и энергосберегающей политики и внедрения энергоэффективных технологий в промышленности и на транспорте.

Однако из-за крайне неразвитой сети распределительных газопроводов без сетевого природного газа в этой зоне остались многие малые города и поселки городского типа, большая часть сельских населенных пунктов. В целом это большой круг разнообразных потребителей: жилищно-коммунальное хозяйство, объекты сельскохозяйственного производства, предприятия по их обслуживанию и первичной перера-

ботке сельскохозяйственной продукции. Отставание в развитии газовых распределительных сетей сдерживает надежное и экономичное топливоснабжение этих потребителей. Для ускоренного наращивания протяженности газопроводов потребуется увеличение производства труб газового сортамента и повышение их доли в структуре основных потребителей трубопрокатной продукции.

Новым регионом крупномасштабного газопотребления в долгосрочной перспективе могут стать восточные области Западной Сибири, в первую очередь экологически неблагоприятные районы Кемеровской, Новосибирской и Томской областей. Перевод здесь ТЭЦ и котельных в городах с угля на природный газ позволит резко улучшить состояние окружающей среды, повысит эффективность энергоиспользования в промышленно насыщенной зоне Сибири.

Эффективность направления потока природного газа в эти районы будет возрастать по мере роста цен на энергоресурсы, в том числе на газ, и ужесточения экологических нормативов и экономических санкций за загрязнение окружающей среды. При обеспечении в стране внутренней конвертируемости валюты переход к мировым ценам на природный газ создаст для газовой отрасли Тюмени ряд предпочтений при сбыте своей продукции в восточных районах Западной Сибири.

«Восточный вариант» при меньшей протяженности газовых магистралей, чем в западном направлении, позволит отрасли получить новый рынок крупных концентрированных потребителей и сформировать развитие здесь распределительной сети в соответствии с экономической эффективностью использования природного газа у рассредоточенных потребителей. Это даст возможность быстро достичь нормативного уровня загрузки газотранспортной системы, выиграть время и сэкономить инвестиционные ресурсы. Если цена на природный газ в этом регионе будет адекватной цене на европейском рынке, то естественным продолжением развития газопроводов может стать экспорт газа через Алтайский край в промышленные районы Северо-Восточного Казахстана и Западный Китай.

Рост цены на газ как на экологически чистое топливо на западноевропейском рынке, при медленном подъеме цен на энергоносители внутри страны, будет сохранять ориентацию новых экспортных потоков газа в западном направлении. Выбор экономически предпочтительных решений по новым восточным зонам газификации будет существенно зависеть от во многом пока неопределенных условий экономической политики. Тем не менее их следует учитывать в долгосрочной перспективе развития газовой промышленности.

Наряду с дальнейшим развитием основного газоносного района России на севере Западной Сибири за счет извлечения газа из более глубоких горизонтов его залегания и освоения уникальных месторождений

полуострова Ямал, наращивание добычи будет идти путем разработки месторождений на шельфах северных морей и о. Сахалин, более широкого использования газа республики Саха (Якутия) и освоения восточносибирских месторождений.

Возможность развития добычи газа в новых районах создает условия для более равномерного распределения его потребления по территории России. Это позволит повысить общую эффективность использования энергоресурсов за счет улучшения структуры энергоносителей, снизит уровень экологических загрязнений при сжигании газа вместо угля и мазута, создаст дополнительные удобства для населения и других социально значимых потребителей.

Однако очевидно, что любые гипотезы перспективной динамики роста добычи природного газа должны учитывать особую роль этой отрасли в энергетическом комплексе России. Она состоит в выполнении функции «энергетического компенсатора», страхующего экономику страны от возможных критических дисбалансов в энергообеспечении из-за срывов или сдвигов во времени выполнения программ стабилизации нефтедобычи, наращивания мощностей в угольной промышленности, создания безопасных ядерных реакторов и т.п. Это означает, что в газовой промышленности не должны осуществляться форсированные темпы роста добычи.

Необходимость умеренной динамики диктуется и условиями ликвидации «узких мест» в отрасли: преодоления существенного отставания в комплексной переработке природного газа и извлечении газового конденсата; наращивания емкости подземных хранилищ газа; своевременной замены изношенной части газопроводов; развития распределительной газопроводной сети.

Проблема обеспечения отраслей ТЭК (газовой, нефтяной, теплоснабжения) трубами далеко вышла за пределы собственно энергетического комплекса и требует поиска путей преодоления их острейшего дефицита. Ограничение развития централизованного теплоснабжения, на долю которого приходится самая большая протяженность трубопроводов в отраслях ТЭК, будет способствовать передаче части труб на развитие газопроводной сети, в первую очередь распределительных газопроводов, позволит сократить имеющиеся диспропорции в развитии трубопроводных систем.

Из-за коррозионного износа труб в централизованном теплоснабжении в 2–3 раза и более реально сокращается продолжительность их службы в сравнении с нормативным сроком. Это создает все нарастающее давление на трубопрокатное производство, не имеющее достаточных мощностей для удовлетворения спроса народного хозяйства. С другой стороны, отсутствие надежной и эффективной тепловой изоляции и средств автоматического регулирования режи-

мов теплоснабжения приводит к большому перерасходу топлива в этих системах.

Альтернативой централизованному теплоснабжению в зоне сетевой газификации могут и должны стать газовые универсальные теплогенераторы («крышные котельные»), размещаемые в удаленных кварталах городов и поселках, вместо тепловых сетей от ТЭЦ и крупных котельных. Другими зонами их применения являются малые и средние города, сельскохозяйственные районы, а также производства, где концентрации тепловых нагрузок не позволяют создать действительно технически надежные и экономически приемлемые системы централизованного теплоснабжения. Массовое производство газовых универсальных теплогенераторов, уже разработанных в рамках конверсии, даст возможность решения проблемы теплоснабжения, находящейся в настоящее время в тупиковом положении. С другой стороны, возникнут условия для установления рациональных пропорций централизованного и децентрализованного теплоснабжения на основе дополнительного развития газовых сетей и повышения эффективности использования ресурсов дефицитных труб.

Второй составляющей в рассматриваемом варианте долгосрочной стратегии ТЭК является дальнейшее развитие угольной промышленности. Основаниями для такого решения выступают возможность наращивания добычи угля наиболее экономичным открытым способом (с обязательным соблюдением всех требований охраны окружающей среды), малая сернистость основных для России кузнецких, канско-ачинских и воркутинских углей.

Развитие угольной отрасли в долгосрочной перспективе будет происходить в условиях изменения структуры спроса на ее продукцию. Во-первых, оно связано со структурными изменениями в черной металлургии, повышением эффективности передела черных металлов и внедрением новых ресурсосберегающих технологий производства. Во-вторых, энергетический уголь и продукты его переработки, используемые в настоящее время непосредственно в качестве топлив населением, предприятиями и организациями социально-культурного и коммунального секторов, в перспективе будут последовательно вытесняться природным газом и другими энергоносителями, более приемлемыми в социальном и санитарно-гигиеническом отношениях.

На долю указанных групп потребителей приходится свыше 20 % современной добычи энергетических углей в России. Сокращение этой потребности будет означать свертывание производства в первую очередь на малоэкономичных угольных шахтах, сложных в горно-геологическом отношении, с тяжелыми условиями труда. Прекращение экономически нецелесообразной добычи позволит заметно повысить

эффективность работы всей угольной отрасли и освободить государство от дотации ее экономически безнадежных предприятий.

Естественно, такие действия будут связаны с затратами государства по закрытию шахт и социальной защите высвобождаемых шахтеров и членов их семей, переквалификацией работников и созданием альтернативных производств. По современным оценкам, такие затраты составляют 7–10 тыс. руб./т угля закрываемой шахты. Однако в целом это позволит сохранить и развить оставшуюся, наиболее экономичную часть шахтного фонда, угольных разрезов и обогатительных фабрик и повысить их коммерческую эффективность и конкурентоспособность.

Основная часть добываемого в настоящее время угля (свыше 73%) сжигается на электростанциях и в крупных котельных. Реализация политики повышения этой доли в перспективе может быть достигнута наиболее эффективным образом, если, во-первых, отрасль будет поддерживать качество товарных углей в пределах допустимых по проектным условиям их подготовки и сжигания на электростанциях за счет обогащения и других способов облагораживания. Во-вторых, научные и опытно-конструкторские работы в области энергетического котлостроения должны быть нацелены на завершение в сжатые сроки работ по созданию и опытно-промышленной эксплуатации оборудования, реализующего новые способы сжигания углей в широком диапазоне их качественных характеристик (ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива, энергетические котлы с различными модификациями сжигания топлива в кипящем слое и др.). Такое расширение способов взаимной адаптации позволит быстрее достичь приемлемых технико-технологических решений при соблюдении требований охраны окружающей среды.

Успешная разработка новых технологий сжигания в энергетических котлах большой мощности с широким диапазоном качественных характеристик твердого топлива создаст новые условия для формирования топливной базы электростанций. Возможность экономичного сжигания топлива с предельно низкими теплотехническими характеристиками позволит, как отмечалось выше, эффективно использовать значительную часть низкокачественных, в том числе, забалансовых запасов углей, отходы углеобогащения и часть породоотвалов угледобывающих предприятий. Это увеличивает ресурсы твердого топлива в европейской части страны. Тем самым здесь возникает возможность размещения в перспективе новых мощностей экологически чистых электростанций на местном топливе как альтернатива дальнепривозным сибирским углям и наращиванию мощностей АЭС. Увеличение доли угля в топливном балансе электростанций позволит повысить экономическую и энергетическую эффективность электрификации, которая в настоящее время существенно снизилась.

Реальность наращивания мощностей источников электроснабжения на органическом топливе позволяет рассматривать возможность последовательного сокращения мощностей АЭС до практически полного вывода их из работы. Это связано с тем, что все действующие в настоящее время энергетические атомные реакторы небезопасны или неэкономичны. Атомные энергоблоки, полностью отвечающие требованиям безопасности, могут появиться не ранее 2015–2020 гг.

Необходимость поддержания и развития атомной энергетики обосновывается, главным образом, требованиями полного обеспечения народного хозяйства в электроэнергии. Отказ от АЭС потребует заместить примерно 112 млрд. кВт.ч электроэнергии, отпускаемых с их шин в 1992 г. Одним из источников замещения может стать развитие ПГУ и ГТУ, создаваемых на основе конверсии производства судовых и авиационных двигателей.

При останове всех действующих АЭС в указанные ниже годы будет необходим дополнительный расход газа (с учетом режимов и экономичности газотурбинных установок) в следующих объемах:

Год	1995	2000	2010	2020
млн. т у.т.	17–25	15–20	8–12	5–7

Анализ темпов ввода ПГУ и ГТУ, соответствующих реально возможным темпам вывода АЭС, показывает, что требуемые для этого производственные мощности существующих турбостроительных заводов достаточны, а динамика дополнительной потребности в газе будет заметно ниже ожидаемого прироста добычи газа для внутренних нужд страны. Переориентирование инвестиционных средств, затрачиваемых на создание новых АЭС, на газоэнергетику позволит в целом снизить давление финансовых требований ТЭК.

В то же время это не исключает развития малых АЭС в районах очагового промышленного освоения, особенно на севере и северо-востоке России. Заключенные в капсулу из брони или размещенные под землей в тоннелях транспортных диаметров они будут достаточно безопасны для электроснабжения гражданских объектов.

Это дает возможность резко сократить производственный и обслуживающий персонал, связанный с добычей и транспортом энергетического топлива и эксплуатацией энергоустановок. Энергоснабжение от малых АЭС позволяет обеспечить полную электрификацию всех коммунальных, социально-культурных и бытовых нужд поселков и малых городов за счет их снабжения по конверсии отопительным и бытовым электрооборудованием, аналогичным производимому для военных кораблей. Это будет способствовать значительному улучшению условий проживания населения в районах с экстремальными природно-климатическими характеристиками.

Такие малые АЭС могут быть использованы и для сокращения устойчивого дефицита электроэнергии в отдельных районах Дальнего Востока, Северного Кавказа, Северо-Запада и др. Это расширяет маневр оборудованием и строительно-монтажными мощностями в условиях ограниченных воспроизводственных возможностей современной электроэнергетики.

С учетом рассмотренных выше условий и особенностей потребности в энергии народного хозяйства и развития отраслей ТЭК может быть сделана осторожная оценка основных тенденций газо-угольной стратегии развития энергетики России (табл. 31).

Таблица 31. Оценка возможного развития энергетики России по газо-угольному сценарию, млн. т у.т.

	1990 г.	2000 г.	2010 г.	2020 г.
Первичная энергия				
производство	1882*	1670–1750	1840–1970	1950–2100
потребление	1445	1280–1350	1390–1500	1450–1580
на душу населения, т у.т./чел	9,7	8,8–9,2	10,0–10,3	10,5–10,9
Нефть**				
производство	748*	540–570	570–600	570–610
потребление	472	330–360	360–390	360–400
вывоз в другие страны***	276	210	210	210
Газ				
производство	737*	770–800	890–960	1000–1050
потребление	592	610–630	670–720	730–760
вывоз в другие страны***	145	160–170	220–240	270–290
Уголь				
производство	284*	260–270	290–310	300–330
потребление	268	240–250	270–290	280–310 20
вывоз в другие страны***	16	20	20	20
Возобновляемые источники энергии				
ГЭС	52	53–56	54–57	55–63
АЭС	34	26–29	13–16	0–10
Прочие****	27	21–25	23–27	26–37
Производство электроэнергии, млрд. кВт.ч	1082	1100–1150	1300–1400	1500–1650
на душу населения, тыс. кВт.ч/чел	7,3	7,6–7,8	9,3–9,6	10,9–11,4

** Производство и другие поступления (кроме ввоза из других стран).*

*** Включая газовый конденсат.*

**** Сальдо экспорта-импорта, включая страны СНГ.*

***** Торф, дрова, геотермальное тепло и другие возобновляемые виды энергоресурсов.*

Атомно-энергетический вариант

Основанием для выбора атомной энергетики как альтернативной стратегии в долгосрочной энергетической политике является формирование новой обстановки в этом секторе ТЭК. В настоящее время правительством Российской Федерации принято постановление, предусматривающее продолжение строительства ряда АЭС и проведение работ по обоснованию сооружения новых атомных станций [30]. Такая активизация действий в атомной энергетике связана с несколькими причинами.

Во-первых, ожидание существенного роста спроса на электроэнергию, который может возникнуть уже при прекращении спада и стабилизации экономики, если не будут осуществлены действенные меры по ресурсо- и энергосбережению.

Существующая электроэнергетика на органическом топливе к настоящему времени уже исчерпала свои резервы увеличения производства электроэнергии, а ввод новых мощностей на тепловых электростанциях снизился до величин, соизмеримых с выбытием оборудования из-за его физического износа. В этих условиях расконсервация недостроенных АЭС и организация новых строек даст возможность быстро ввести новые мощности как для замены выводимых из работы ненадежных ядерных реакторов первых поколений и РБМК, так и обеспечения роста электрических нагрузок. Предполагается, что внедрения высокоэкономичных газотурбинных и парогазовых установок на основе новых технологий будет недостаточно для удовлетворения спроса на электроэнергию.

В то же время намечаемые приросты добычи газа и наличие свободных мощностей на конверсируемых судостроительных и авиационных заводах для производства ГТУ дает возможность считать, что в обеспечении прироста спроса на электроэнергию возникает конкурентная ситуация. Выбор предпочтительного решения здесь будет зависеть от реальной экономичности сопоставляемых вариантов.

Во-вторых, проводимая интенсивная работа по созданию новых ядерных энергетических реакторов повышенной безопасности позволяет ожидать, что в 2000–2010 гг. может быть развернуто широкое строительство АЭС на этой базе. Наметившиеся позитивные сдвиги в отношении общественности к атомной энергетике создают у разработчиков определенную надежду, что выбор АЭС с новыми ядерными реакторами в дефицитных по электроэнергии регионах, при существенных социальных и экономических льготах для населения в районах, прилегающих к атомным электростанциям, может стать предпочтительным решением по сравнению с другими вариантами энергоснабжения.

Однако затягивание сроков разработки и производства новых ядерных энергетических реакторов будет существенно снижать эффективность этого направления развития энергетики. Возникающая пауза потребует иных путей преодоления дефицита электроэнергетических

мощностей и направлений инвестиционных ресурсов, при которых риск ожидания появления новых ядерных реакторов становится экономически и политически нецелесообразным.

В-третьих, существенным мотивом в обосновании нового подъема ядерной энергетики является возможность загрузки существующих свободных производственных мощностей атомного машиностроения. Это позволяет в короткие сроки возродить выпуск ядерных энергетических реакторов без крупных инвестиционных затрат в эту специализированную часть машиностроительного комплекса.

В то же время имеющиеся ограничения в производственных мощностях машиностроения по выпуску турбин, генераторов, другого оборудования, общих для атомных и топливных электростанций, при приоритете развития ядерной энергетики будут сдерживать производство энергетической техники для других типов электростанций. Ликвидация этого дисбаланса за счет наращивания машиностроительного производства будет связана со значительными затратами инвестиционных ресурсов и длительна по времени.

В-четвертых, процесс разоружения и конверсии позволяет переориентировать значительные запасы оружейного урана и плутония и мощности по их производству на усиление производства топливных элементов для ядерных энергетических реакторов. В ближайшей перспективе этот маневр обеспечивает несомненный выигрыш в инвестиционных ресурсах, необходимых для атомной энергетики.

Однако в долгосрочной перспективе поддержание технического уровня и развитие внешнего топливного цикла, а также создание сооружений по хранению и захоронению радиоактивных топливных отходов, требуемых для нормального функционирования нарастающих мощностей АЭС, становится крупной инвестиционной проблемой. При этом следует иметь в виду, что проблема отходов АЭС пока во многом не решена и не имеет достоверных экономических оценок.

В то же время следует учитывать, что все упомянутые затраты (ранее в большей своей части компенсируемые за счет оборонных расходов) в новых политических и экономических условиях должны быть отнесены на ядерную энергетику. Поэтому затраты, сопряженные с вводом мощности на АЭС, будут существенно увеличивать полную стоимость киловатта мощности атомных электростанций.

Если рассматривать приведенную выше совокупность факторов без учета отношения общественности к ядерной энергетике, сложившегося в России в результате чернобыльской трагедии, то сооружение АЭС в ближайшей и среднесрочной перспективе имеет определенные преимущества. Однако по мере нарастания длительности рассматриваемого периода будут все отчетливее проявляться условия, усложняющие реализацию этого варианта.

Экономически эффективное развитие ядерной энергетики должно предполагать, что финансирование воспроизводственных процессов, в том числе внешнего топливного цикла и захоронения радиоактивных топливных отходов, будет идти за счет реализации продукции АЭС. Это означает обязательное соблюдение определенных пропорций в ядерной энергетике между уровнем развития мощностей АЭС и минимально необходимой производительностью сопряженных с ними обеспечивающих производств топливного цикла и захоронения отходов. В результате ядерная энергетика для сохранения экономически самообеспечиваемого развития должна быть сориентирована только на крупные масштабы сооружения атомных станций. По существу это нашло отражение в упомянутом постановлении правительства России, где предусмотрено дальнейшее расширение ряда действующих и строительство многих новых АЭС и атомных станций теплоснабжения.

Следование этой тенденции будет означать не только развитие ядерной энергетики в традиционных для нее районах европейской части страны и на дефицитном в энергетическом отношении Дальнем Востоке. После освоения имеющихся здесь площадок для строительства АЭС неизбежно начнется смещение ядерной энергетики в районы Сибири. В противном случае возникают реальные условия для стабилизации, а затем и сокращения ввода новых мощностей АЭС. А это немедленно отразится на экономичности атомной энергетики из-за больших затрат по поддержанию внешнего топливного цикла.

Крупномасштабное развитие атомной энергетики в первую очередь отразится на снижении темпов развития газовой и угольной промышленности. В Европейском регионе России, где превалирует потребление газа, значительное приращение производства электроэнергии на АЭС создаст благоприятные условия по углублению электрификации, но одновременно будет способствовать сокращению потребления газа конечными потребителями. Рост доли АЭС в балансах электрической мощности и электроэнергии этого региона в конечном итоге приведет к уменьшению выработки электроэнергии на органическом топливе, в том числе на газе.

Таким образом, в Европейском регионе России развитие АЭС будет способствовать стагнации использования газа в народном хозяйстве. Маловероятно предположение, что сокращаемые объемы потребления газа могут быть переориентированы на дополнительный экспорт, размеры которого зависят от емкости и конкурентных условий западноевропейского рынка.

Все это дает основание полагать, что объемы добычи газа в атомно-энергетическом варианте развития будут заметно сокращены. Следует также учитывать, что финансирование программы развития АЭС будет опираться на внутренние источники, в том

числе в значительной мере на бюджетные средства. Напротив, развитие газовой отрасли в большей своей части может использовать собственные валютные источники и широкий иностранный кредит, обеспечиваемый приростом добычи газа.

Если ориентироваться на смещение АЭС в восточные районы, то возникнет серьезная альтернатива сооружению ТЭС на канско-ачинских, кузнецких и других сибирских углях. С достаточным основанием можно полагать, что развитие ядерной энергетики будет также инициировать создание атомных станций теплоснабжения (АСТ) в крупных городах и промышленных узлах. Это усилит вытеснение сибирских углей из топливного баланса ТЭЦ и котельных.

Таким образом, могут сложиться условия, при которых развитие АЭС и АСТ станет причиной сдерживания добычи энергетических углей, поступающих главным образом на топливные электростанции. Наряду с сокращением потребности в углях для коксования и заменой энергетических углей у населения и в коммунально-бытовом секторе электроэнергией и природным газом это создает условия для свертывания производства в угольной промышленности.

Такая тенденция сужения развития угольной отрасли будет снижать гарантии топливообеспечения потребителей, особенно электроэнергетики. Риск больших нарушений сроков ввода новых мощностей АЭС, возникновение других непредвиденных обстоятельств, длительно задерживающих развитие ядерной энергетики, при сдерживании программы сооружения топливных электростанций не будет иметь альтернативы. Тем самым может возникнуть определенная опасность ухудшения общей надежности энергоснабжения народного хозяйства.

Создание АСТ приведет к продолжению роста централизованного теплоснабжения, т.е. обеспечению теплом потребителей от крупных тепловых источников. Неизбежным следствием такой тенденции будет нарастание в ТЭК дефицита труб, производство которых является одним из наиболее «узких» мест. Это не сможет не отразиться на обеспечении трубами газовой отрасли, в первую очередь для сооружения распределительных сетей.

Вариант широкомасштабного развития ядерной энергетики будет испытывать существенные затруднения в формировании необходимого и достаточного объема капиталовложений и материальных ресурсов. При ограниченной доле ТЭК в инвестиционных средствах, обеспечивающих воспроизводственные процессы в народном хозяйстве, предпочтение будут иметь варианты с большим выходом энергетической продукции. Осторожные оценки показывают, что полные затраты, приходящиеся на один киловатт мощности АЭС, в 1,5 раза выше в сравнении с угольной тепловой электростанцией. Поэтому ориентация

на АЭС заметно сужает возможности инвестиционного маневра в ТЭК и создает нежелательное давление за счет дополнительной нагрузки комплекса на народное хозяйство.

Вариант широкомасштабного развития ядерной энергетики во многих своих компонентах пока не имеет необходимых количественных оценок. Это относится к срокам разработки, показателям безопасности, надежности и реальной стоимости ядерных энергетических реакторов нового поколения, действительным затратам по демонтажу отработавших срок эксплуатации атомных реакторов и захоронению радиоактивных отходов, оценкам затрат во внешний топливный цикл, относимый в результате конверсии оборонного производства на мощности создаваемых АЭС и др. Тем не менее существует тенденция вновь активно включить ядерную энергетику в структуру энергетического производства без всесторонней оценки народнохозяйственных последствий такого решения.

В стратегическом плане развития атомной энергетики, когда ее возрождение на новой основе возможно в 2000–2010 гг., а полностью безопасные энергоблоки появятся в 2015–2020 гг. [13], следует учитывать условия и сроки возможного перехода к практической термоядерной энергетике. В зависимости от сроков создания экологически значительно более безопасной термоядерной электростанции (ТЯЭС) промышленного типа могут быть сопоставлены два варианта дальнейшего развития атомной энергетики.

Первый состоит в предположении, что промышленная ТЯЭС появится не ранее 2040–2050 гг. В этом случае АЭС с новыми атомными реакторами, вводимые в 2000–2010 гг., имеют достаточный период для наращивания мощностей. В то же время необходимо учитывать риск, связанный с недостижением необходимых параметров безопасности и экономичности новых атомных энергоблоков или продлением сроков их разработки. В этом случае компенсатором отклонений в динамике развития АЭС могут быть только ТЭС на газе и угле.

Во втором варианте, с учетом достигнутых успехов в самоподдержании реакции синтеза, предполагается возможность создания первой промышленной ТЯЭС в 2020–2030 гг. Это может быть достигнуто путем усиления параллельного выполнения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) по ряду физических проблем и технологических подпрограмм за счет соответствующего увеличения годового финансирования этих работ. Суммарные затраты для сооружения промышленной ТЯЭС, включая сооружение головной электростанции, ориентировочно могут быть оценены в 35–40 млрд. руб. или до 1 млрд. руб. в год (в ценах 1990 г.). Они должны быть соотнесены со сроками и затратами в НИОКР и головные образцы по другим направлениям электроэнергетики.

Таблица 32. Оценка возможного развития энергетики России по атомно-энергетическому сценарию, млн.т у.т.

	1990 г.	2000 г.	2010 г.	2020 г.
Первичная энергия				
производство	1882*	1670–1750	1840–1970	1950–2100
потребление	1445	1280–1350	1390–1500	1450–1580
на душу населения, т у.т./чел	9,7	8,8–9,2	10,0–10,3	10,5–10,9
Нефть				
производство	748*	540–570	570–600	570–610
потребление	472	330.360	360–390	360–400
вывоз в другие страны***	276	210	210	210
Газ				
производство	737*	770–800	880–940	940–1000
потребление	592	610–630	660–700	670–710
вывоз в другие страны***	145	160–170	220–240	270–290
Уголь				
производство	284*	250–260	260–280	260–280
потребление	268	230–240	240–260	240–260
вывоз в другие страны***	16	20	20	20
Возобновляемые источники энергии				
ГЭС	52	53–56	54–57	55–60
АЭС	34	36–39	13–16	100–115
прочие****	27	21–25	23–27	25–35
Производство электроэнергии, млрд. кВт.ч	1082	1100–1150	1300–1400	1500–1650
на душу населения, тыс. кВт.ч/ чел.	7,3	7,6–7,8	9,3–9,6	10,9–11,4

** Производство и другие поступления (кроме ввоза из других стран).*
*** Включая газовый конденсат.*
**** Сальдо экспорта-импорта, включая страны СНГ.*
***** Торф, дрова, геотермальное тепло и другие возобновляемые виды энергоресурсов.*

Во втором варианте период между временем появления реактора нового поколения для АЭС и промышленной ТЯЭС сокращается до 20–30 лет, а в сравнении со сроками создания полностью безопасного атомного энергоблока он «сжимается» до 10–15 лет. Это значительно меньше расчетного проектного срока нормативной эксплуатации АЭС. Поэтому требуется всесторонний сравнительный анализ рисков затрат и результатов реализаций ядерной и термоядерной стратегий развития в электроэнергетике с учетом общих экологических и экономических последствий. Очевидно, что и в этом варианте потребность в электроэнергии в период до появления промышленной ТЯЭС должна компенсироваться за счет сооружения ТЭС на органическом топливе.

Современное положение ядерной энергетики, состояние разработки проектов энергоблоков нового поколения характеризуются большой неопределенностью в оценках полноты и сроков решения стоящих проблем. Поэтому для ядерно-энергетического варианта стратегии обязательно требуется параллельное сооружение тепловых электростанций, страхующих народное хозяйство от возможных сбоев в развитии ядерной энергетики из-за естественных рисков рассогласования. Это ведет к неоправданным дополнительным инвестиционным затратам в электроэнергетике и дополнительной нагрузке на машиностроение.

Таким образом, рассмотрение развития атомной энергетики в длительной перспективе выявляет ряд существенных неопределенностей. Выбор ядерно-энергетической стратегии является далеко не безоговорочным решением и требует сегодня развернутой оценки экономических и экологических последствий и их публичного обсуждения. Не исключено, что уже сделанная ставка на возрождение атомной энергетики может привести к созданию сложной обстановки в обеспечении народного хозяйства электроэнергией и большому омертвлению капиталовложений.

С учетом рассмотренных условий может быть сделана осторожная оценка основных тенденций атомно-энергетической стратегии развития энергетики России (табл. 32).

Приведенные варианты стратегий по существу очерчивают пространство выбора решений по развитию топливно-энергетического комплекса в предстоящем периоде. В этих рамках на основе более углубленного анализа складывающихся тенденций развития экономики и состояния отраслей ТЭК и должна вестись более детальная разработка энергетической программы России.

Литература

1. Яременко Ю.В., Ивантер В.В., Можин К.В. и др. — О путях выхода экономики России из кризиса. — Проблемы прогнозирования, № 1, 1993.

2. Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях. — М.: Минтопэнерго России, 1992.

3. Народное хозяйство Российской Федерации. — М.: Финансы и статистика, 1992.

4. О развитии экономических реформ в Российской Федерации в 1992 г. — М.: Госкомстат РФ, 1993.

5. Бюджетное послание Президента Российской Федерации Верховному Совету РФ на 1993 г. — М.: 1992.

6. Белоусов А.Р., Абрамова Е.А., Клепач А.Н. Экономика России: тенденции производства и инфляция. — Материалы ИНП РАН, 1992.

7. О развитии экономических реформ в Российской Федерации в 1992 г. (дополнительные данные). — М.: Госкомстат РФ, 1993.

8. Россия — 1993. Экономическая конъюнктура. — М.: Центр экономической конъюнктуры и прогнозирования, 1993, вып.1.

9. Барский М.А. Использование нетрадиционных источников энергии в системах отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения. — АВОК, Журнал Ассоциации инженеров по отоплению, вентиляции, кондиционированию воздуха, теплоснабжению и строительной теплофизике, 1991, № 1.

10. Юнь В.О. Анализ структуры техногенных изменений природной среды. Проблемы прогнозирования, 1991, № 1.

11. Закон Российской Федерации «Об уточнении показателей республиканского бюджета Российской Федерации на 1992 г.». — Российская газета, 16 января 1993 г.

12. Чернобыльские следы в России. — Зеленый мир, 1992, М.

13. Безопасность ядерной энергетики (дискуссия в Президиуме РАН). — Вестник Российской Академии Наук, 1992, № 9.

14. Чурилов Л.Д. Проблемы и перспективы развития нефтяной промышленности. — Нефтяное хозяйство, 1991, № 9.

15. British Petroleum Statistical Review of World Energy, June, 1992.

16. Сырьевая база разведанных запасов разрабатываемых месторождений РФ. — Российский нефтяной бюллетень, 23 апреля 1993 г., № 7.

17. Распределение запасов и отборов нефти по продуктивности в Западной Сибири за 1971–1990 гг. — Финансовые известия, 5 ноября 1992 г., № 2.

18. Основные проблемы нефтяного комплекса. Материалы II Съезда нефтепромышленников. — М.: Союз нефтепромышленников, 1993, март.

19. Основные показатели работы производственных объединений нефтедобывающей промышленности России в 1992 году. — Российский нефтяной бюллетень, 1993, № 2.

20. Медведев В.С. Состояние нефтяного комплекса. Предложения Союза нефтепромышленников по преодолению кризиса. — Доклад на II Съезде Союза нефтепромышленников (стенограмма), 5 марта 1993 г.

21. Перечень нефтяных месторождений, введенных в 1992 году и вводимых в эксплуатацию в 1993–1995 годах. Приложение к постановлению Совета Министров — Правительства Российское Федерации от 1 марта 1993 г. М. — Российский нефтяной бюллетень. Приложение, 5 апреля 1993 г.

22. Динамика развития нефтяного комплекса России. — Российский нефтяной бюллетень, 1993, 5 апреля, М 6.

23. Лещинец И.Л., Филановский В.О. Состояние нефтегазодобывающей отрасли и меры по стабилизации ее работы. Экономика топливно-энергетического комплекса России, 1992, вып.4.

24. Производство и реализация основных видов нефтепродуктов в 1990–1992 гг. — Российский нефтяной бюллетень, 1993, 10 февраля, № 3.

25. Меренков А.Л., Сеннова Е.В., Стенников В.А. Эффект на «нет». — Энергия, 1991, № 7.

26. Рекомендации по технико-экономическому обоснованию применения нетрадиционных солнечных и солнечно-теплонасосных систем теплохладоснабжения в гражданских и промышленных объектах. — М.: ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1987.

27. Обзор технико-экономических показателей тепловых электростанций бывшего Минэнерго СССР и Минтопэнерго Российской Федерации за 1991 год. — М.: 1992.

28. Электробаланс народного хозяйства за 1991 г. — М.: Госкомстат РФ, 1992.

29. Основные показатели работы энергетики за 1992 г. — М. — Минтопэнерго РФ, 1993.

30. Вопросы строительства атомных станций на территории Российской Федерации. Постановление Правительства Российской Федерации, 28 декабря 1992, М.

31. Концепция развития атомной энергетики в Российской Федерации. Бюллетень Центра общественной информации по атомной энергии. М.: ЦНИИатоминформ, 1993, 1/93.

32. Векслер Л.М. АЭС: закрывать или не закрывать? Энергия, 1992, М 10.

33. Российский уран держит мир в напряжении. — Финансовые известия, 14–20 января 1993 г.

34. Хромов В.В. Межвузовская научно-техническая программа «Ядерная энергетика повышенной безопасности». — Атомная энергия, 1992, том 73, вып.6.

35. Нефть и газ во внешней политике России. М.: Фонд внешней политики России, 1992.

36. Омельченко А.М. О развитии газовой промышленности России. М.: Экономика топливно-энергетичекого комплекса России, 1992, вып.4.

37. Угольная промышленность Российской Федерации. Статистический сборник. — М.: Минтопэнерго РФ, 1992.

38. Материально-техническое обеспечение народного хозяйства СССР. Статистический сборник. — М.: Финансы и статистика, 1988.

Экономические проблемы развития энергетического сектора в России [4]

Общие положения

В течение всех лет перехода к рыночной системе хозяйствования российский энергетический сектор разнонаправленно воздействовал на национальную экономику:

• обеспечивал нужды России всеми видами энергии на основе собственных энергоресурсов;

• поддерживал сбалансированность бюджета страны за счет крупных налоговых и валютных поступлений от устойчивого экспорта сырьевых энергоресурсов и продуктов их переработки;

• деструктивно влиял на экономические процессы из-за относительно быстрого роста цен на основные энергоносители у конечных потребителей, которые располагают, в основном, энергорасточительной техникой и технологиями, имевшимися в бывшем Советском Союзе.

[4] Некрасов А.С. Ж. «Экономическая наука современной России», №4, 1999. Соавтор Синяк Ю.В. Подготовлена при поддержке Российского гуманитарного нучного фонда (проекты №98–02–02201 и №99–02–00280а).

Свертывание экономики и, соответственно, сокращение внутреннего спроса на энергоносители пока позволяют добиваться относительно сбалансированных решений в энергообеспечении страны. Но зона устойчивости весьма сужена, особенно в последние годы. Это отчетливо проявляется в острых, а порой и форс-мажорных обстоятельствах топливо-, тепло- и электроснабжения ряда регионов России, случающихся ежегодно в осенне-зимний период; в огромных взаимных неплатежах, в основном сосредоточенных в энергетическом секторе, которые дестабилизируют экономику. Отсутствие инвестиционных средств, необходимых для модернизации и обновления производств энергетического сектора уже заметно сократило возможности его адаптации к росту спроса на энергоносители в перспективе.

В России, экономика которой длительное время находится на спаде, разработка прогнозов перспективного развития отягощена рядом дополнительных объективных и субъективных трудностей. Достаточно вернуться мысленно на 10–20 лет назад, чтобы убедиться, что для среднесрочного и тем более долгосрочного прогноза нельзя экстраполировать сложившуюся экономическую и социальную ситуации. Должны быть выявлены такие составляющие сегодняшней экономической действительности, которые будут существенно значимы в течение длительного периода времени.

Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН весной 1998 г. подготовил прогноз экономики России до 2005 г. [1]. Сейчас ведется разработка новой версии, применительно к сегодняшним реалиям. Но главные экономические факторы долгосрочного действия, рассмотренные в этом прогнозе, не изменились. Базой таких факторов является материально-вещественные взаимосвязи в реальном секторе экономики и социально-экономические отношения в обществе. Они имеют слабую эластичность как по времени, так и относительно группы быстро меняющихся экономических индикаторов. Рассмотренные ниже долгосрочные экономические факторы во многом определяют и условия развития энергетического сектора.

Макроэкономические условия

В соответствии с прогнозом [1], переход России к устойчивому экономическому росту требует не менее 4–5 % прироста ВВП в год. Однако существующий экономический механизм в лучшем случае может обеспечить не более 2 % в год. Следовать таким путем нельзя, т. к. при этом происходит стагнация жизни населения и дальнейшее ослабление позиции России в мировой экономике.

Реальными ограничениями возможных темпов экономического роста в настоящее время являются:

• вялость внутреннего потребительского и инвестиционного спроса (инвестиции в материальное производство не обеспечивают даже простого воспроизводства);

• отсутствие у предприятий достаточных собственных оборотных средств;

• недоступность долгосрочных кредитов из национальных источников;

• ограниченность прямых иностранных инвестиций, объем которых, согласно всему мировому опыту, практически никогда не превышает 10–12 % от общего объема инвестиций в национальную экономику.

Для выхода российской экономики из кризиса и обеспечения устойчивого развития необходимо в ближайшие годы задействовать позитивные факторы, которые должны обеспечить производство продукции, конкурентоспособной на внутреннем рынке. Назовем важнейшие из них.

• Ослабление ограничений по энергии, металлу, другим сырьевым ресурсам, транспорту и др. Но расширение использования этих ресурсов связано с возрастанием затрат на единицу ресурсов.

• Натуральный капитал в виде свободных производственных мощностей, которые в случае роста экономики становятся относительно бесплатным ресурсом. Но капитал такого рода постоянно физически разрушается, морально устаревает и теряет свои потребительские свойства, так что со временем действенность этого фактора ослабевает.

• Наличие квалифицированной рабочей силы. Однако со временем она абсолютно сокращается, теряет свою квалификацию, что требует затрат на подготовку, поддержание и повышение квалификации работников.

Потребность в капитальных затратах, связанных с началом экономического роста, пока еще остается в определенной мере ограниченной. Если же будет упущено время, то расплатой за экономический рост будут нарастающая инвестиционная нагрузка, быстрый рост цен и дальнейшее снижение жизненного уровня населения.

Период положительного действия отмеченных выше факторов ограничен. Рост на основе некапиталоемкого варианта, по-видимому, будет возможен (со все уменьшающимся эффектом) лишь до 2006–2008 гг. Эта оценка была получена при условии использования прироста производства (главным образом в обрабатывающих отраслях промышленности) для удовлетворения внутреннего спроса. Основные экспортные потоки принимались стабилизированными на уровне 1995–1998 гг. Это допущение достаточно корректно, т. к. можно ожидать, что мировые цены на экспортируемые Россией углеводородные ресурсы (нефть, нефтепродукты, газ) будут сохраняться до 2006–2010 гг. на относительно низком уровне [2, 3]. Оно

основано на анализе долгосрочных тенденций в мировом нефтегазовом комплексе, не исключающем временного конъюнктурного подъема цен, что наблюдается в 1999 г.

В России макроэкономическая ситуация в перспективе будет связана с двумя содержательно разными периодами. Они различаются как по конкретным целевым установкам, так и по главным «узлам» экономических напряжений.

В первом периоде (длительностью 5–8 лет), который базируется на отмеченных выше позитивных факторах, повышение инвестиционной активности, увеличение объема инвестиций в основной капитал будут естественной составляющей экономического роста, но не определяют его. За это время можно ожидать следующих изменений в экономике России:

• рост ВВП будет находиться в пределах 4–6 % в год;

• прирост производства будет обеспечиваться за счет использования свободных мощностей: в первые годы на 75 %, к концу периода — на 25 %. Продукция должна быть конкурентоспособна на внутреннем рынке. По оценкам Центра экономической конъюнктуры при Правительстве РФ, продукция неудовлетворительной конкурентоспособности в настоящее время составляет менее 1/5 от общего объема продукции по укрупненным отраслям промышленности;

• экономия капиталовложений в промышленность вследствие увеличения загрузки свободного производственного потенциала, созданного до 1990 г., будет равна в среднем около 50 млрд. долл. в год;

• за исключением отраслей энергетического сектора и черной металлургии, остальные отрасли промышленности могут развиваться в первом периоде с малой капиталоемкостью;

• только после первых 3–4 лет ощутимого экономического роста можно ожидать снятия ограничений на объем инвестиций в основной капитал;

• будет сокращаться невосприимчивость производства к нововведениям, материало- и энергосбережению. Однако в течение большей части первого периода в экономике будет продолжать работать не традиционная (нацеленная на прибыль), а альтернативная (на выживание) модель фирмы;

• пороговый уровень средней месячной заработной платы, который может обеспечить жизнь семьи из четырех человек при двух работающих по формуле «скромно, но достойно» в начале первого периода может быть оценен примерно в 260–300 долл. в месяц на семью (для сравнения в I кв. 1999 г. она составляла 100–110 долларов). К концу первого периода этот уровень должен вырасти, по-видимому, в 1,5 раза. Они, естественно, будут различны для разных секторов экономики и регионов страны. Это условие является сегодня одним из самых труд-

нореализуемых. Но оно необходимо для обеспечения трудовой активности работников и потребительского спроса.

Во втором, последующем периоде проблема инвестиций становится, доминирующей. Резервы развития за счет повышения уровня использования производственных мощностей будут, в основном, исчерпаны, и главным для роста экономики станет ускоренное обновление производственного аппарата за счет отечественных и зарубежных инвестиций. Начиная с 2005–06 гг. потребуется увеличение темпов прироста производственных вложений в основной капитал до 10–12 % в год, что в 1,5–2 раза больше, чем необходимо в первом периоде.

Обновление и структурное перестроение производственного потенциала будут проходить практически параллельно во всех отраслях материального производства. Большая потребность в капиталовложениях во втором периоде делает необходимым переосмысление всего содержания инвестиционной политики уже в первом периоде.

Инвестиционные заделы, осуществляемые в ближайшие годы, должны быть сориентированы на требования, вытекающие из жестких инвестиционных ограничений второго периода. Необходимо задействовать только материало-, энерго-, трудо- и природоэкономные технологии. Ориентация на лидерство «локомотивов» энергосырьевой направленности и отраслей первого передела должна быть заменена политикой перехода к наукоемким технологиям, к выпуску продукции, имеющей высокую добавленную стоимость.

В отраслях материального производства необходима ориентация на капиталоэкономные решения с быстрым возвратом капитала. Это значит, что преимущество должны иметь эффективные проекты малой единичной мощности с относительно короткими сроками оборота капитала, небольшими начальными затратами до пуска первой очереди производства. Они должны быть ориентированы на региональные ресурсы рабочей силы. По-видимому, современные предприятия-гиганты не получат адекватного повторения. Известный технико-экономический принцип масштабности — «чем больше единичная мощность, тем меньше удельные затраты» перестает работать, если учесть всю совокупность проблем формирования инвестиционных источников (размеры кредита, ссудный процент и др.). Во многих отраслях это уже сегодня явно просматривается.

Использование западных технологий требует тщательной проверки их адаптивности к российским условиям.

Рост доли новых технологий невозможен без опережающего развития научной базы по приоритетным направлениям. С другой стороны, проблема совершенствования и развития технологий прямо связана с подготовкой трудовых ресурсов, с формированием их физического и интеллектуального уровня. Обновление и техническое перевооруже-

ние будут происходить при продолжающемся спаде численности населения России, несмотря на положительное сальдо миграционных потоков. По имеющимся прогнозам, население России в 2010 г. составит 140–147 млн. человек, что ниже численности 1990 г. [4]. Все это требует повышения производительности труда, которая в России значительно ниже среднеевропейской.

Повышенные расходы на науку, образование, здравоохранение, всю социальную сферу, экологию, другие составляющие нагрузки на экономику, финансируемые из бюджета страны, означают, что и в перспективе будет иметь место большая вероятность сохранения высоких ставок налогообложения. Поэтому для предприятий существенным должно стать обеспечение собственных источников инвестиций в основной капитал (при сохранении конкурентоспособности продукции) за счет всемерного сокращения неинвестиционных компонент затрат.

Особое значение приобретает политика цен, ликвидация их диспаритетов. Уже в первом периоде предполагается, что будет обеспечено примерно двукратное снижение диспаритета цен, сложившегося в 1992–1999 гг. Это позволит существенно изменить распределение создаваемой в стране добавленной стоимости. Ожидается, что доля материального производства в ВВП вырастет примерно до 60 %, а доля услуг снизится примерно до 40 %. Это явится стимулом для роста спроса на энергию. В 1999 г. это соотношение было обратным.

Рассмотренные выше макроэкономические условия создают основу для роста спроса на энергию и развитие энергетического сектора России. Их реализация будет формировать новые черты этого сектора экономики.

Условия развития энергетического сектора[5]

Имеющийся ресурсный потенциал и наличие свободных мощностей позволяют оценить возможности энергетического сектора в первом периоде в целом как достаточные для энергетического обеспечения вывода российской экономики из кризиса. В то же время его принципиальное отличие от других сфер реального сектора экономики состоит в необходимости масштабного инвестирования ряда ключевых направлений. Без этого невозможно будет удовлетворить рост внутреннего спроса на топливо и энергию и сохранить роль энергетического сектора как одного из основных источников валютных и налоговых поступлений.

В соответствии с прогнозом экономического подъема России, разработанным ИНП РАН, можно ожидать, что конечное потребление энерге-

[5] В разработке прогноза принимала участие С. А. Воронина.

тических ресурсов в секторах экономики по сравнению с 1997 г. возрастет в 2005 г. на 13–14 %; в 2010 г. — на 27–30 %. Суммарный внутренний спрос на первичные энергоресурсы, оцененный с учетом собственных нужд отраслей энергетического сектора и потерь, может достичь 940–955 млн. т у.т. (2005 г.) и 1065–1085 млн. т у.т. в 2010 г. (табл. 1).

Такой рост достигается при определенных, но относительно небольших объемах энергосбережения, возможных в этот период. В то же время, сохранение в структуре промышленного производства значительной доли энергоемких предприятий, относительно слабая возможность замены существующих энергорасточительных технологий у потребителей; незаинтересованность отраслей в энергосбережении при дефиците финансовых средств, недостаточность нормативно-правовых механизмов — все это не создает условий для большой экономии топлива и энергии. Осуществление масштабного энергосбережения можно ожидать только во втором периоде.[6]

Таблица 1. Потребление энергетических ресурсов.

	Факт		Прогноз	
	1990	1997	2005	2010
Конечное потребление, всего *	962,6	586	660–670	745–760
в том числе:				
Промышленность и строительство	365,8	215	240–245	257–265
Транспорт	126,5	60	69–72	88–93
Сельское хозяйство	47,7	56	61–63	79–83
Население	134,0	127	124–126	120–122
Коммерческий и общественный сектор	110,9	90	102–104	115–118
Неэнергетические нужды	177,7	38	64–60	86–79
Конечное потребление энергии по видам, всего*	962,6	586	660–670	745–760
В том числе:				
Топливо	589,9	320	375–380	440–450
Электроэнергия	96,9	71	77–80	86–94
Тепло	275,8	195	208–210	219–216
Внутренний спрос на первичные энергоресурсы, всего	1371	836	940–955	1065–1085

** Конечное потребление не включает собственные нужды ТЭК и потери.*

Важно обеспечить в течение всей рассматриваемой перспективы сохранение Россией своего потенциала экспорта энергоресурсов. Этот

[6] Подробнее на тему о роли энергосбережения в экономике России см. [5].

вопрос подробно рассмотрен в работах [2, 3]. Здесь отметим, что поддержание устойчивого экспорта необходимо России, в том числе в связи с выплатой внешней задолженности. По оценке Министра финансов РФ М. Касьянова, России предстоит в течение ближайших 10 лет ежегодно выплачивать от 15 до 17 млрд. долл. по внешним долгам. Это требует профицита бюджета не ниже 3 % от ВВП. [6].

Для обеспечения ожидаемого спроса на первичные энергоресурсы их производство должно достичь в 2005 г. около 1500 млн. т у.т., а к 2010 г. примерно 1630 млн. т у.т. Рост добычи (производства) энергоресурсов составит, соответственно, 9–11 % и около 20 % по сравнению с 1997 г. (табл. 2). При этом и объемы энергопотребления, и объемы производства отдельных видов топлива и энергии в 2010 г. будут заметно меньше, чем в 1990 г.

Таблица 2. Производство первичных энергоресурсов, млн. т у.т.

	Факт		Прогноз	
	1990	1997	2005	2010
Всего	1867	1354	1470–1505	1600–1655
В том числе:				
Нефть	738	438	440–450	450–460
Природный газ	738	659	775–790	880–900
Твердое топливо	303	163	165–170	180–200
Ядерная энергия и гидроэнергия	88	94	90–95	90–95

Электроэнергия и тепло являются основными преобразованными видами энергии, потребляемыми всеми секторами национальной экономики. Динамика спроса на них прямо связана с темпами производства товаров и услуг в стране. Выработка электроэнергии к концу первого периода в сравнении с 1997 г. может возрасти на 21–25 %. При этом доля конечного потребления электроэнергии увеличится с 69 % (1997 г.) до примерно 72 % (2010 г.), в первую очередь из-за опережающего спроса в промышленности и строительстве. Одновременно будет медленно сокращаться доля электропотребления на нужды самого энергетического сектора и потери электроэнергии за счет рационализации ее использования и структурных изменений в энергетическом секторе. В структуре производства электроэнергии повысится доля тепловых электростанций (ТЭС) с 68 % в 1997 г.; до 71 % в 2010 г., при соответствующем уменьшении удельного веса атомных (АЭС) и гидроэлектростанций (ГЭС). Динамика изменений в спросе и производстве электроэнергии до 2010 г. дана в табл. 3.

Можно ожидать, что суммарная установленная мощность электростанций, необходимая для обеспечения нужд экономики России с уче-

том надежного резервирования, практически не изменится в течение первого периода (табл.4). В то же время, в результате модернизации и реконструкции должны устойчиво расти мощности прогрессивных типов оборудования. На ТЭС это использование парогазового цикла и газотурбинных установок (в первую очередь на ТЭЦ), а также сжигание твердого топлива в кипящем слое. Переход к этим новым технологиям будет нарастать по мере выбытия и замены оборудования тепловых электростанций [6].

Несмотря на ведущее положение, которое занимает теплоснабжение в жизни России, оно, в силу своей разобщенности, было и остается совершенно нескоординированной частью энергетического сектора. Теплоснабжение представлено сегодня в виде отдельных звеньев, не имеющих единой структурно-инвестиционной, технической и экономической политики. В поле зрения административной власти постоянно находится лишь часть, относящаяся к централизованному теплоснабжению. В зоне неконтролируемого децентрализованного теплоснабжения потребляется около 25% тепла, из всех теплоисточников России. Главным образом оно производится и используется населением, проживающим в индивидуальных домах, и в непроизводственной сфере сельских районов. Его доля в перспективе будет возрастать за счет развития индивидуального жилищного строительства, в том числе в городах.

Таблица 3. Укрупненный баланс электроэнергии, млрд. кВт.ч.

	Факт		Прогноз	
	1990	1997	2005	2010
Конечное потребление, всего	789	576	635–645	730–750
в том числе:				
Промышленность и строительство	476	274	304–308	388–394
Транспорт	72	43	48–50	52–57
Сельское хозяйство	67	62	63–65	65–67
Население	78	103	113–118	115–120
Коммунальный и общественный сектор	96	94	107–104	110–112
Сальдо экспорта-импорта	8	22	23–28	33–40
Нужды энергетического сектора и потери	285	233	245–255	245–255
Выработка, всего	1082	834	905–925	1010–1045
в том числе по источникам:				
ТЭС	797	566	615–635	710–745
АЭС	118	110	120	125
ГЭС	167	158	170	175

Вопросы теплоснабжения всегда решались с большим напряжением. Ситуация еще более обострилась в последние годы. Официальными органами не ведется разработка сводного теплового баланса страны. В результате ряд направлений производства и использования тепла, не учитывается и, следовательно, недостаточно оценивается энергетически и экономически. Реконструкция баланса тепла, выполненная нами с привлечением экспертных расчетов и оценок, показывает, что в целом по стране выработка тепла составила 2,06–2,23 млрд. Гкал в 1997 г. По сравнению с 1990 г. она снизились примерно на 20 %, главным образом за счет сокращения спроса на производственные нужды при одновременном некотором росте бытового теплопотребления.

В целом, на теплообеспечение нужд России в 1997 г. минимально было израсходовано примерно 354 млн. т у.т., или около 2/5 потребленных и свыше 1/4 произведенных в стране первичных энергоресурсов. Производство тепла является самым крупным в России потребителем этих энергоресурсов. В структуре топлива, использованного для производства тепла, свыше 40 % приходится на газ, 11 % на жидкое, а остальная часть — на твердое топливо, которое в преобладающей части сжигается в котельных и индивидуальных установках. В масштабах России на производство и транспорт тепла затрачивается 7,5 % всей произведенной электроэнергии.

Таблица 4. Установленная мощность электростанций, млн. кВт.

	Факт		Прогноз	
	1990	1997	2005	2010
Всего	213,6	215,8	214	211
В том числе:				
ТЭС	131,6	131,9	129	114
из них ТЭЦ	60,5	62,0	60	52
АЭС	20,2	21,3	20	22
ГЭС	43,4	44,1	44	45
Электростанции промпредприятий, включая ГТУ-ТЭЦ	18,4	18,5	21	30

Централизованное теплоснабжение по объему отпущенного тепла к 2010 г. может либо сохраниться на уровне 1997 г., либо примерно на 15 % превзойдет его, в зависимости от результативности теплосбережения (табл. 5). В целом, потенциал экономии тепла в России в настоящее время оценивается в 18–20 % общего объема теплоснабжения. Эта оценка очерчивает лишь нижнюю границу расточительности тепла.

Потери скрыты в конечном потреблении, традиционно исчисляемом по отпущенной, а не использованной теплоэнергии. Реальная экономия тепла будет зависеть от экономически эффективных теплосберегающих решений в отраслях материального производства, жилищно-коммунальном и общественном секторах.

Таблица 5. Укрупненный баланс централизованного теплоснабжения, млн. Гкал.

	Факт		Прогноз	
	1990	1997	2005	2010
Конечное потребление, всего	2047	1498	1455–1610	1485–1737
В том числе:				
Промышленность и строительство	1110	671	630–755	640–835
Транспорт	38	34	34–40	35–40
Сельское хозяйство	76	58	59–75	58–100
Население, коммунальный и общественный секторы	823	735	732–740	752–762
Нужды энергетического сектора и потери	40	29	31	33
Отпуск, всего	2087	1527	1485–1640	1520–1770
в том числе в %				
ТЭЦ	46	41	41–48	41–50
Котельные	49	53	47–52	45–52
Прочие установки	5	6	5	5

Структура отпуска тепла от источников централизованного теплоснабжения в перспективе будет медленно изменяться за счет сокращения доли котельных и роста доли ТЭЦ, в основном газотурбинных (ГТУ-ТЭЦ). Можно ожидать, что доля крупных паротурбинных ТЭЦ общего пользования по крайней мере расти не будет, как из-за отсутствия концентрированных тепловых на грузок и неэффективности дальнего теплоснабжения, так и трудностей инвестиционного обеспечения таких проектов, особенно на начальных этапах их сооружения.

С подъемом экономики создаются условия для обеспечения положительных сдвигов в уровне энергоемкости. Можно ожидать, что в связи с ростом ВВП и постепенным внедрением ресурсосберегающих технологий расходы первичных энергоресурсов и тепла на 1 руб. ВВП к 2010 г. будут ниже, а электроэнергии близки к показателям 1990–1997 гг. В то же время, душевое потребление энергоносителей несколько возрастет, но будет ниже, чем 1990 г. (табл. 6).

При этом ожидается медленный рост выбросов вредных веществ от сжигания топлива. Однако их абсолютные уровни будут значительно ниже, чем в 1990 г. Так, укрупненная оценка показала, что выбросы CO_2

в 2010 г. составят не более 60–65 % от объема 1990 г. Удельное поступление CO_2 в атмосферу в расчете на внутреннее потребление первичных энергоресурсов будет постоянно снижаться.

Таблица 6. Эффективность энергоиспользования.

	Факт		Прогноз	
	1990	1997	2005	2010
Население, млн.чел.	148,2	147	145,6	146,2
ВВП, млрд. руб. (1990 г.)	644,2	381,9	454,8	559,1
Энергоемкость ВВП т у.т./тыс. руб.	2,13	2,19	2,07–2,10	1,90–1,94
кВт.ч/руб.	1,68	2,18	1,99–2,03	1,81–1,87
Гкал/руб.	3,24	4,00	3,27–3,62	2,72–3,25
Душевое потребление				
т у.т./чел.	9,25	5,69	6,45–6,56	7,28–7,42
кВт.ч/чел	7,30	5,67	6,21–6,35	6,91–7,15
Гкал/чел	14,08	10,39	10,20–11,30	10,40–12,41

Если уровень 1990 г. принять за 100 %, то в 1996–1999 годы оно составит 88,5 %, на 2005 г. прогнозируется 87 %, а на 2010 г. — 79 %. В первую очередь это связано с ростом доли газообразного топлива и, соответственно, сокращением доли твердого и жидкого топлив в балансе первичных энергоресурсов.

Центральная задача перспективного развития энергетического сектора России состоит в его инвестиционном, материально-вещественном и финансово-валютном обеспечении. В этой связи главные проблемы российской энергетической политики на ближайшие годы заключаются в оценке необходимого и достаточного уровня воспроизводства энергетических ресурсов; в определении реального износа оборудования и малокапиталоемких путей его замены и модернизации; в концентрации инвестиций на высокоэффективных решениях вместо сегодняшнего их распыления (особенно в электроэнергетике и угольной промышленности); в выборе желательного соотношения отечественного и импортного оборудования в инвестициях с учетом возможностей российского машиностроения; в привлечении иностранного капитала для реализации крупных российских инвестиционных энергетических проектов.

С учетом этих задач была выполнена укрупненная оценка минимально необходимых капиталовложений в энергетический сектор России для 1999–2010 гг. при условии начала экономического подъема в 2000 г. Недоинвестирование последних лет, особенно в электро- и теплоснабжение, привело к напряженному положению во всех энергетических отраслях.

В газовой промышленности, по мере отработки освоенных месторождений, добыча постепенно будет смещаться к северу (на полуостров Ямал) и в шельфовые зоны Баренцева моря и острова Сахалин. Заманчивыми являются проекты освоения газовых месторождений в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия). Но это связано с высокими удельными затратами на добычу газа и на поддержание системы дальнего его транспорта до основных внутренних потребителей и на экспорт. Поэтому основная задача газовой промышленности должна состоять в сокращении затрат в добычу и транспорт природного газа.

Укрупненные капиталовложения для реализации программы развития газовой промышленности оцениваются в 60–65 млрд. долл. в период 1999–2010 гг. При этом около 10 % должно идти на поисковые и геологоразведочные работы, 85 % — собственно в добычу и транспорт газа, 5 % на наращивание мощностей подземного хранения газа. Для обеспечения такой программы на профильное машиностроение, производство труб и другие сопутствующие производства должны быть направлены еще 15–20 млрд. долл.

В нефтяном комплексе страны сложилось неблагоприятное положение, что привело к значительному сокращению добычи нефти. Низкие цены на мировом рынке, быстрый рост себестоимости добычи российской нефти в последние годы и плохое организационно-хозяйственное управление отраслью усилили спад. Некоторые изменения, вызванные девальвацией рубля в 1998 г., только на время несколько облегчили положение. Нужно существенное сокращение затрат на добычу нефти. Это не может быть достигнуто без реорганизации отрасли и перехода от устаревших методов разведки и добычи к новым технологиям, применяемым в последние годы в мировой практике и демонстрирующим существенную экономию затрат при сооружении и эксплуатации нефтедобывающих объектов.

При ежегодном экспорте нефти в размере около 137 млн.т (уровень 1998 г.) и росте внутреннего потребления и экспорта нефтепродуктов добыча нефти и газового конденсата в стране должна в 2010 г. составить 315–320 млн.т. Такая прогнозная схема учитывает ожидаемую конъюнктуру мирового рынка нефти и ориентирована на повышение эффективности отечественной нефтепереработки.

Суммарная мощность нефтеперерабатывающих заводов России в настоящее время равняется 260 млн.т при годовом объеме нефтепереработки 160–170 млн.т. Поэтому основная задача отрасли состоит в развитии углубляющих и облагораживающих процессов на существующих НПЗ. Глубина переработки нефти при этом должна повыситься с 63 % сегодня до 75 % к 2010 г. Потребуется также дальнейшее развитие тенденции сооружения мини-заводов в районах, удаленных от основных центров нефтепереработки. Рассматриваемый вариант разви-

тия нефтяного комплекса потребует примерно 140–150 млрд. долл. в период 1999–2010 гг.

Добыча угля в предстоящем десятилетии будет находиться в диапазоне 140–150 млн.т у.т. Это определяется тем, что спрос на уголь как внутри страны, так и на мировом рынке, будет постоянно снижаться в связи с интенсивной газификацией электроэнергетики и теплоснабжения. Капиталовложения в производственную базу угольной промышленности будут намного ниже, чем в нефтяную и газовую. По предварительным оценкам, они могут составить не более 2 млрд. долл. в период 1999–2010 гг.

После спада в производстве электроэнергии до 820–830 млрд. кВт.ч в 2000 г. следует ожидать рост электропотребления. Использование свободных мощностей электростанций позволит увеличить выработку электроэнергии примерно на 200 млрд. кВт/ч. при относительно небольших капиталовложениях в ликвидацию существующих разрывов, реконструкцию и модернизацию электростанций и сетей. Одновременно потребуется увеличение инвестиций в системы теплоснабжения. После 2005 г. необходимы будут интенсивные вводы новых мощностей электростанций, развитие электрических сетей и теплоснабжения. Такая программа оценивается в 7–8 млрд. долл. в период 1999–2000 гг.; 20–22 млрд. долл. в период 2001–2005 гг.; 40–50 млрд. долл. в период 2006–2010 гг.

В табл. 7. приведена оценка нижней границы потребных капиталовложений с учетом интенсивного развития материало-, энерго- и капиталоэкономных технологий, особенно после 2005 г.

Таблица 7. Оценка нижней границы спроса на инвестиции в ТЭК, млрд. долл.

Отрасли энергетического сектора	1999–2000	2001–2005	2006–2010	Всего
Газовая	11	22–25	27–30	60–66
Нефтяная и нефтеперерабатывающая	12	45–50	83–88	140–150
Угольная	0,3	0,5	1	1,8
Электроэнергетика и теплоснабжение	7–9	20–22	40–50	67–80
Итого (округленно)	30–31	90–100	150–170	270–300
в среднем за год	15	18–20	30–34	22–25

Источником инвестиций должны стать средства, получаемые как на внутреннем рынке, так и от экспортных поставок. При этом должно быть предусмотрено соответствующее финансирование отечественных научных исследований и опытно-конструкторских работ, обеспечивающих приоритетные направления развития энергетического сектора. Наблюдаемое сегодня активное инвестирование российскими

энергокомпаниями в проекты за рубежом и в объекты национальной экономики вне российского энергетического сектора может потребовать корректировок для обеспечения необходимого и достаточного уровня капиталовложений в энергетические отрасли.

Если уже в заделах до 2005 г. не произойдет смены ориентации на капиталоэкономные технологии, то потребность в капиталовложениях может возрасти на 20–25 %. Такой, вариант инвестирования в энергетический сектор, по-видимому, не сможет быть обеспечен за счет его собственной производственной хозяйственной деятельности. Потребуется или снижение объемов производства энергии, или использование дорогостоящих инвестиционных кредитов. Ясно одно — только жесткие меры по организационно-экономическому регулированию деятельности энергетических отраслей могут обеспечить устойчивую работу энергетического сектора России в условиях ограниченных инвестиционных ресурсов.

Литература

1. Экономический подъем России в 1998–2005 годах: стратегия действий, коллектив авторов. // Проблемы прогнозирования, 1998, № 3.

2. Некрасов А.С., Синяк Ю.В. Стратегия России на мировых энергетических рынках. // Нефть, газ и бизнес, 1999, № 1–2 (27/28).

3. Синяк Ю.В. Стратегия российского нефтегазового комплекса на мировом энергетическом рынке в среднесрочной перспективе. // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», ИНП РАН. 1999.

4. Население России 1997, 1998. // Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. Центр демографии и экологии человека. — М.: ИНП РАН.

5. Синяк Ю.В. Энергосбережение и экономический рост. // Проблемы прогнозирования, 1999, № 3

6. РосБизнесКонсалтинг. 1999. Сообщение от 10 июня.

7. Борисова И.Н., Воронина С.А., Кретинина Ю.С., Некрасов А.С. Экономические результаты реформирования электроэнергетики // Проблемы прогнозирования, 1999, № 6.

Цены на энергию в экономике России[7]

Политика цен в энергетическом секторе накануне экономической либерализации. Реформирование экономики России, переход от складывавшейся десятилетиями государственно-плановой системы к новым для страны рыночным отношениям отчетливо обнажили противоречия, которые сформировались в энергетическом секторе бывшего

[7] Ж. «Проблемы прогнозирования», № 3, 1996 г. Соавторы: Борисова И.Н., Воронина С.А., Кретинина Ю.С., Ксенофонтов М.Ю., Некрасова О.А., Полянская Т.М.

Советского Союза (далее для краткости — БСС). В условиях централизованного управления народным хозяйством он находился под сильным воздействием внеэкономических факторов, игнорировавших регулирующую роль цен и ценовых пропорций в формировании рационального спроса на энергию. Энергетический сектор был донором народного хозяйства за счет искусственного поддержания низких цен на энергию. В то же время он обеспечивал основные валютные поступления в страну.

Низкие цены на энергию обусловливали соответственно низкие значения энергетической составляющей себестоимости производства большинства видов продукции и услуг. Это не способствовало развитию у потребителей энергии экономного отношения к энергоресурсам. В БСС утвердилась практика сооружения гражданских и промышленных объектов, производства продукции, техники и технологий, расточительно потребляющих топливо, электроэнергию и тепло.

Политика финансирования энергетического сектора в БСС основывалась на жесткой зависимости экономического состояния энергетических отраслей от взаимоотношений с государственным бюджетом:

• во-первых, почти 2/3 валовой прибыли энергетического сектора изымалось в бюджет в виде налогов и других отчислений. Это позволяло государственным органам полностью контролировать финансовые средства энергетических отраслей;

• во-вторых, финансирование энергетических отраслей было замкнуто внутри самого энергетического сектора. По существу происходило перераспределение финансовых средств между его отраслями, при этом обязательно сохранялось положительное сальдо в пользу государственного бюджета;

• в-третьих, все валютные поступления от экспорта энергетических ресурсов оставались в руках государства. Энергетические отрасли получали лишь незначительную их часть для приобретения оборудования, не производившегося в БСС.

Такая политика позволяла государству формировать цены на энергию вне зависимости от реальных условий восполнения затрат и получения прибыли энергетическими отраслями. Цены и тарифы не отвечали потребительским качествам используемых видов энергии и были далеки от цен самофинансирования энергетических отраслей. Они не корректировались в течение 1982–1990 гг. Цены на энергетические ресурсы были повышены только в 1991 г. (табл. 1). Однако новые цены по-прежнему не имели содержательного экономического смысла, а их отклонение от цен самофинансирования увеличилось.

Энергетическая расточительность компенсировалась путем экстенсивного наращивания производства энергоресурсов в основном за счет форсированного использования имеющихся мощностей, наиболее подготовленных запасов и резервов. Одновременно относительно сни-

жались затраты государства на развитие инвестиционных отраслей, обслуживающих энергетику, откладывались или существенно сокращались долговременные программы совершенствования энергетического производства. Это привело к резкому снижению спроса на технику и технологии, которые определяют качество продукции, эффективность производства, степень утилизации полезных компонентов добываемого топлива. Увеличились масштабы негативного воздействия энергетики на природные экосистемы.

Низкие цены на энергоресурсы и заниженная эффективность капитального строительства в энергетическом секторе, особенно в нефтяной и газовой промышленности, в свою очередь привели к отказу от ориентации на реальные показатели капиталоемкости при разработке инвестиционной политики в энергетике. За большим объемом финансовых средств, постоянно направлявшихся в энергетический сектор, был скрыт поток массовых инвестиционных ресурсов низкого качества.

Таблица 1– Средние оптовые цены и тарифы в отраслях энергетического сектора б. СССР.

Цены и тарифы	1982–1990 гг.				1991 г.				
	электро-энергетика	нефтяная	газовая	угольная	электро-энергетика	атомная энергетика	нефтяная	газовая	угольная
А. Действовавшие									
руб./ед.	18,0	30,0	36,0	11,8	26,0	26,0	70,0	52,0	19,4
% к ценам на нефть	60,0	100,0	120,0	39,3	37,1	37,1	100,0	74,3	27,7
руб./т н.э.	209,3	30,0	44,8	27,6	302,3	302,3	70,0	64,7	45,4
% к ценам на нефть	697,7	100,0	149,2	92,0	431,9	431,9	100,0	92,4	64,9
Б. Самофинансирование									
руб./ед.	20,0	43,6	55,3	25,9	32,0	41,0	101,0	81,6	58,4
% к ценам на нефть	45,9	100,0	126,7	59,4	32,7	40,6	100,0	80,8	57,8
руб./т н.э.	232,6	43,6	68,7	60,7	372,1	534,9	101,0	101,5	136,8
% к ценам на нефть	533,5	100,0	157,6	139,2	368,4	529,6	100,0	100,5	135,4
Б : А	111,1	145,3	153,5	219,5	123,1	157,7	144,3	156,9	301,0

Примечание: Цены за период 1982–1990 гг. приведены по условиям 1990 г. Электроэнергетика не включает атомную энергетику. Ед. — единица измерения: электроэнергетика — 1000 кВт.ч, нефть и уголь — т, газ — тыс. куб. м, 1 т н.э. — тонна нефтяного эквивалента =10000 ккал/ кг.

Самофинансирование предусматривает отказ от дотаций из госбюджета, погашение банковских кредитов и задолженностей, но без учета валютной выручки.

Предполагалось, что повышение цен на энергетические ресурсы в 1991 г. усилит активность энергетических предприятий в изыскании необходимых им инвестиционных средств. Однако рост объемов реинвестирования прибыли оказался недостаточным, а банковские кредиты не стали источником капиталовложений в энергетический сектор. В то же время не была проведена переоценка основных фондов. Это снизило долю амортизационных отчислений на реновацию в объеме финансирования необходимых капиталовложений с 50 % в 1990 г. до 20 % в 1991 г. Относительно сократилась и доля ассигнований из государственного бюджета. В результате не были обеспечены в необходимых объемах ввод новых, реконструкция и техническое перевооружение действующих производственных мощностей в энергетических отраслях. В энергетическом секторе России накануне реформирования экономики создалась чрезвычайно напряженная обстановка. С одной стороны, низкие цены на энергию в условиях резкого сокращения традиционных для БСС источников финансирования не обеспечивали воспроизводственных нужд энергетического сектора. С другой — народное хозяйство, перегруженное энергорасточительным потреблением, требовало наращивания производства энергии при одновременном сохранении относительно невысокого уровня энергетических затрат в издержках своей деятельности. Все это сформировало кризисное состояние производственной и финансовой сфер энергетического сектора. Для улучшения положения были необходимы новые хозяйственный механизм и институциональная база, адекватные условиям взаимной адаптации народного хозяйства и энергетического сектора. Однако либерализация экономики пока не дала содержательных решений этих кардинальных проблем современной экономической и энергетической политики реформируемой России.

Спрос на энергию. Активное реформирование российской экономики, начатое в 1992 г., способствовало быстрому развитию кризисных процессов в сокращение спроса на энергию. Однако это сокращение было меньшим, чем спад ВВП. По официальным опубликованным данным, ВВП в 1994 г. снизился по сравнению с 1991 г. на 39,6 %; по оценке объединенной рабочей группы Госкомстата России и Всемирного банка (1995 г.) он сократился на 31,8 %. За тот же период внутреннее потребление энергии в России уменьшилось на 27,6 %, а производство первичных энергоресурсов — на 17,4 %. При этом снижение потребления электроэнергии и тепла было еще меньше, на 20,4 % и 13,7 %. Наибольший спад произошел в отраслях промышленности и на транспорте.

Медленное сокращение спроса на энергию явилось результатом действия ряда факторов. Уменьшение объемов производства в основном происходило за счет снижения загрузки мощностей, а не останова оборудования по выпуску продукции. Оно сопровождалось дополнительными расходами энергии на поддержание этого «избыточного» производ-

ственного потенциала. Одновременно в структуре российской промышленности возросла доля энергоемких отраслей (с 38,4% в 1991 г. до 42,4% в 1994 г.) как следствие нарастания диспропорций из-за резкого спада производства продукции в неэнергетическом конечном секторе экономики. В результате резко снизилась эффективность использования энергии. Правомерно ожидать, что из-за отсутствия у потребителей энергии средств для замены энергорасточительного оборудования избыточный спрос на энергию сохранится в течение длительного времени.

Вместе с тем рост цен на топливо, электроэнергию и тепло за 1991–1994 гг. практически не влиял на снижение спроса на энергию. Анализ коэффициентов эластичности изменения спроса от цен для всех видов энергии показал, что они были малозначимыми в течение всего рассматриваемого периода. Потребление энергоресурсов сокращалось в основном за счет снижения объемов производства продукции и услуг, а не повышения эффективности использования энергии.

Невозможность применять, не разрушая экономики, массовые экономические санкции за неплатежи, а также отсутствие эффективного хозяйственного механизма регулирования спроса на энергию будут поддерживать этот спрос на неоправданно высоком уровне. В этих условиях цены еще долго не станут регуляторами спроса на энергию: их рост будет способствовать лишь инфляции издержек.

Для сокращения избыточного, экономически неоправданного спроса на энергию необходимо установить государственные энергетические нормативы для выпускаемых в стране оборудования и машин. За их нарушение должны применяться штрафные санкции на весь объем произведенной ненормативной продукции. Одновременно целесообразно ввести частичное целевое льготное кредитование проектов энергосберегающих технологий, дифференцированное по срокам и реальному эффекту их реализации.

Оптовые цены на топливо. В настоящее время в России основным является внебиржевой оптовый рынок, на долю которого приходится подавляющая часть внутреннего спроса на нефть, уголь и продукты их переработки, реализуемые через существовавшие в БСС системы углеи нефтепродуктообеспечения. Добычу, распределение и сбыт примерно 95% российского природного газа монопольно осуществляет РАО «Газпром» по ценам, регулируемым государством.

В настоящее время цены на топливо не являются действительно рыночными. Они во многом отражают интересы и инфляционные ожидания производителей и практически безразличны к динамике спроса. Текущие оптовые цены производителей энергетических ресурсов характеризуются непрерывным ростом. В то же время в сопоставимом виде их динамика не демонстрирует тенденции «естественной» нормализации соотношений и уровней цен как внутри страны, так и в срав-

нении с ценами мирового рынка. Напротив, образовался устойчивый диспаритет цен как между отдельными видами энергии, так и между ними и большинством товаров и услуг (табл. 2).

Таблица 2. Соотношение средних цен приобретения отдельных видов промышленной продукции в России и на мировых рынках в 1994–1995 гг.

Продукция**	Россия*				Россия/ мировые рынки, %			
	1994 г.		1995 г.		1994 г.		1995 г.	
	сентябрь	декабрь	март	июнь	сентябрь	декабрь	март	июнь
Нефть	2,86	2,80	4,08	4,60	30,4	31,0	40,4	56,3
Газ природный	2,22	1,82	2,4	3,20	37,9	32,5	35,5	56,3
Уголь энергетический	1,35	1,15	1,36	1,68	62,5	51,6	47,0	68,4
Уголь для коксования	3,36	3,19	4,21	3,98	88,1	87,5	109,2	123,1
Электроэнергия	1,74	1,35	1,54	1,94	28,1	22,8	24,5	68,1
Бензин автомобильный	11,42	10,03	15,12	20,37	89,5	91,8	121,3	178,7
Топливо дизельное	9,27	8,99	12,84	14,64	83,1	90,3	116,9	159,7
Мазут топочный	3,29	3,35	4,81	5,17	59,4	47,6	60,6	94,3
Сталь сортовая конструкционная	18,89	20,18	21,33	27,77	73,8	82,5	82,4	120,9
Алюминий первичный	90,11	109,83	103,61	91,72	65,4	71,0	65,1	72,7
Никель	351,52	464,97	607,55	554,62	65,0	66,3	93,1	99,8
Золото	1,00	1,00	1,00	1,00	107,7	116,2	109,5	136,5
Сера	1,52	1,64	1,61	2,00	38,4	40,0	37,3	57,1
Кислота фосфорная экстракционная	39,58	29,58	24,60	28,90	194,5	140,9	102,6	141,3
Бутадиен	30,47	44,03	51,28	48,91	120,4	179,0	154,0	172,0
Этилен	15,18	14,69	19,90	32,25	48,4	40,8	45,1	81,7
Пиломатериалы	3,29	3,22	3,25	3,94	28,7	29,7	25,2	31,4
Хлопок волокно	97,80	88,16	84,50	87,45	71,0	58,9	41,2	56,8
Шерсть натуральная	60,64	55,42	73,76	141,06	14,1	12,6	16,2	39,5
Масло животное	96,65	223,98	306,03	234,26	82,3	199,8	244,4	199,6
Масло растительное	43,58	60,38	63,07	58,25	84,5	118,1	119,1	140,0
Сахар-песок	25,90	34,88	39,57	39,66	91,8	107,8	123,3	139,0

** К цене 1 г золота, число раз.*

*** Единица измерения: газ природный — тыс. куб. м; электроэнергия — тыс. кВт.ч; золото — г; пиломатериалы — куб. м; остальная продукция — т.*

Источники: [1, 3, 5].

Введение правительством РФ в середине 1995 г. валютного коридора влияет на сокращение прибылей у экспортеров из-за уменьшения чистой валютной выручки и одновременно сопровождается сжатием внутреннего рынка, вызванного ростом неплатежеспособности покупателей. В этих условиях уровень цен на энергоресурсы на мировом рынке значительно сильнее повлияет на эффективность российского экспорта и цены внутреннего рынка, чем в предыдущие годы. Поскольку цены на энергию во многом являются определяющими для общего уровня цен на внутреннем рынке, то можно ожидать дальнейший рост дисбаланса цен. Это может привести к тому, что цены значительной части производимой в России продукции превысят уровень мировых цен.

Сохранение на начальном этапе реформирования экономики государственного регулирования, а затем либерализация цен на нефть, уголь и продукты их переработки в середине 1993 г. привели к существенным различиям в динамике цен на топливо. Это связано как с политикой отдельных субъектов на внутреннем и экспортном рынках, так и особенностями ценообразования и налогообложения отдельных видов энергоресурсов, ценами транспортировки топлива, региональными различиями и другими факторами. Под их совокупным воздействием цены производителей и цены приобретения формируются вне соответствия с потребительской ценностью конкретных энергетических ресурсов (табл. 3).

Монопольно владеющий газотранспортной системой страны РАО «Газпром» перенес основную часть налогов и прибыли на транспортную составляющую оптовой цены приобретения газа. При этом цена транспортировки газа для российских покупателей установлена единой по всей транспортной сети, независимо от расстояния. Цена газа, начиная с июля 1994 г. ежемесячно индексировалась с коэффициентом равным 1, а с сентября 1995 г. — 0,7 темпа роста месячной инфляции. Постановлением Правительства РФ с 1 октября 1995 г. цена газа для производственных нужд заморожена, равно как и цены (тарифы) на продукцию и услуги других естественных монополий.

В оптовой цене приобретения доля транспортных расходов достигла примерно трети для коксующегося и половины для энергетического угля. Только за 1994 г. повышение железнодорожных тарифов привело к трехкратному росту затрат на перевозку тонны угля. Это способствовало сокращению рынков угля и увеличению дефицита оборотных средств у угольных предприятий. В то же время сравнительно высокие цены на уголь для коксования связаны с недостатком в России наиболее важных марок коксующихся углей, необходимых черной металлургии. Дефицитность отдельных марок углей отражается в ценах их приобретения.

Цены на светлые нефтепродукты выросли необоснованно высоко относительно цен на нефть и мазут. Такой рост связан с сильным воз-

действием цен мирового рынка на динамику цен в России в условиях открытости (с 1992 г.) внешней торговли и существенного разрыва между уровнем внутренних и мировых цен.

Таблица 3. Оптовые цены производителей топлива и цены его приобретения промышленными предприятиями.

Вид топлива	1991г	1992г.	1993г.	1994г.				1995г.		
	декабрь	декабрь	декабрь	март	июнь	сентябрь	декабрь	март	июнь	сентябрь
Текущие цены, тыс. руб./т										
Нефть										
производители	0,07	6,3	31,3	57,3	73,5	76,5	100,0	179,0	217,0	273,0
приобретение	0,07		51,1	81,4	92,2	92,0	136,2	268,9	360,9	369,0
Газ, тыс. куб.м										
производители	0,052	0,2	1,1	4,9	6,3	6,4	6,7	7,2	14,5	15,5
приобретение	0,052	1,1	21,4	37,3	52,3	71,6	88,5	154,8	251,2	312,4
Уголь										
производители	0,02	1,1	9,5	13,1	15,9	20,9	25,9	45,8	67,0	75,3
приобретение	0,02		10,2	21,6	33,7	43,3	49,1	74,0	101,0	128,0
Бензин автомобильный										
производители	0,115	18,3	101,1	150,0	157,5	168,6	266,0	490,0	616,0	690,0
приобретение	0,2	31,6	181,5		345,0	367,7	488,3	974,2	1598,7	
Топливо дизельное										
производители	0,109	16,0	92,1	139,0	144,0	150,7	229,8	420,0	540,0	597,0
приобретение	0,14	26,2	162,2	250,0	272,0	298,5	437,6	827,5	1149,1	
Мазут										
производители	0,06	8,3	30,8	48,5	57,8	64,6	112,6	199,0	251,0	260,0
приобретение	0,08	12,1	47,5	72,2	101,0	105,9	162,9	309,8	405,5	
Сопоставимые цены, руб./т										
Нефть										
производители	70,0	186,4	92,4	111,4	112,4	95,5	88,1	99,5	90,8	94,1
приобретение	70,0		150,8	158,2	141,0	114,9	120,0	146,1	151,0	127,2
Газ, тыс. куб.м										
производители	52,0	5,9	5,0	9,5	9,6	8,0	5,9	4,0	6,1	5,3
приобретение	52,0	32,6	63,2	72,5	80,0	89,4	77,9	86,1	105,1	107,7

Продолжение таблицы 3

Вид топлива	1991г	1992г.	1993г.	1994г.				1995г.		
	декабрь	декабрь	декабрь	март	июнь	сентябрь	декабрь	март	июнь	сентябрь
Уголь										
производители	20,0	32,6	28,0	25,5	24,3	26,1	22,8	25,5	28,0	26,0
приобретение	20,0		30,1	42,0	51,5	54,1	43,2	41,1	42,3	44,1
Бензин автомобильный										
производители	115,0	541,6	298,4	291,6	240,8	210,5	234,3	272,6	257,7	237,9
приобретение	200,0	935,2	535,7		527,6	459,0	430,1	541,6	668,9	
Топливо дизельное										
производители	109,0	473,5	271,8	270,2	220,2	188,1	202,4	233,5	225,9	205,8
приобретение	140,0	775,4	478,8	486,0	415,9	372,6	385,4	460,0	480,8	
Мазут										
производители	60,0	245,6	90,9	94,3	88,4	80,6	99,2	110,3	105,0	89,6
приобретение	80,0	358,1	140,2	140,3	154,4	132,3	143,5	172,2	169,7	

Примечание. Дефлятор – индекс оптовых цен промышленности Источники: [1–8].

Российские сырая нефть и мазут с большим содержанием светлых нефтепродуктов из-за неглубокой переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) имеют устойчивый спрос на мировом рынке. В этих условиях сохранение их внутренних цен ниже мировых обеспечивает высокую эффективность экспорта. Напротив, низкое качество светлых нефтепродуктов существенно ограничивает их экспорт. Поэтому российские нефтяные компании на практически монополизированном внутреннем рынке компенсировали эту потерю валютного дохода за счет быстрого роста цен на бензин, реактивное и дизельное топливо. Уже к концу 1994 г. цены на них почти достигли мирового уровня, а в 1995 г. превзошли его (см. табл. 2). В результате моторный парк России, особенно в сельском хозяйстве, находится под все возрастающим прессингом по существу монопольных цен на продукты нефтепереработки. Необходимо введение государственного регулирования внутренних оптовых цен, превышающих мировой уровень. Оно должно предусматривать отчисление производителем в государственный бюджет прибыли, которая получается за счет этого превышения.

Внутренние оптовые цены пока мало связаны с качеством производимого топлива. Тем самым нивелируется их потребительская ценность и снижается экономическая заинтересованность производителей в технологичном и экологичном топливе. Заметно лишь повышение

цены угля при росте его калорийности. На большинстве НПЗ оптовые цены изменяются всего на 0,2–0,6 % на каждые 0,5 % содержания серы в топочном мазуте. Цена неэтилированного бензина в среднем превышает цену этилированного на 5 %. Однако на ряде НПЗ это различие значительно меньше или вообще отсутствует. По существу, не дифференцированы цены зимнего и летнего дизельного топлива: на многих НПЗ они одинаковы. В цене природного газа для российских потребителей не учитывается содержание в нем различных компонент. В то же время в поставках топлива на экспорт строго устанавливается зависимость его цены от качественных характеристик.

Различия в геолого-технологических, природно-климатических и социально-экономических условиях добычи топлива способствовали образованию весьма пестрого спектра цен производства топлива в регионах России (табл. 4). Они характеризуются неупорядоченной динамикой и отражают, помимо прочего, результаты осуществления администрацией регионов собственной экономической политики в энергетическом секторе.

В целом рост цен на топливо и тепло опережает, а на электроэнергию отстает от повышения в среднем оптовых цен промышленности (табл. 5). Это способствует росту инфляции издержек. Особенно сильное давление цены на энергию оказывают на экономику сельского хозяйства России (табл. 6). Это стало серьезным фактором сокращения технологических операций и нарушения агротехнических сроков и, в конечном счете, продуктивности сельского хозяйства. В то же время соотношения индексов средних оптовых цен приобретения материально-технических ресурсов и цен производства продукции в энергетических отраслях в основном превосходят этот показатель для промышленности в целом (табл. 7). Превышение особенно ощутимо в электроэнергетике и нефтедобыче. В результате неизбежной становится инфляция издержек в в энергетических отраслях, что способствует повышению цен на энергию.

Источником инфляционного прироста внутренней цены нефти стало использование акциза как средства регулирования экспортной пошлины на нефть. В оптовой цене российской нефти акциз по своей сути выступает в качестве рентного платежа, размер которого дифференцирован для нефтедобывающих АО по экономическим условиям ее добычи. Однако с 1 апреля 1995 г. размер акциза был жестко связан с экспортной пошлиной: он увеличен (в среднем) с 22,0 до 39,2 тыс. руб./т нефти, или на 17,2 тыс. руб./т, одновременно при снижении вывозной пошлины с 23 до 20 экю/т нефти, или на 3 экю/т [8].

[8] В 1996 г. экспортная пошлина на нефть снижена до 10 экю/т; с середины 1996 г. предполагается отмена экспортной пошлины.

Таблица 4. Индексы роста средних оптовых цен предприятий-производителей по основным топливопроизводящим регионам России (к пред. году), раз.

Регионы	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.
Добыча нефти	2,6	100,1	5,6	2,9
Республика Коми	2,3	97,5	5,0	2,3
Республика Татарстан	2,4	92,2	6,5	2,7
Республика Башкортостан	2,6	90,8	5,0	2,6
Тюменская область	2,6	108,8	5,4	3,2
Переработка нефти	2,4	143,0	5,2	2,9
Москва	2,2	115,0	5,4	4,1
Рязанская область	2,2	124,0	5,7	3,6
Ярославская область	2,3	180,0	4,5	2,9
Нижегородская область	2,8	168,0	3,7	3,0
Самарская область	2,4	136,0	5,0	3,0
Республика Башкортостан	2,3	166,0	5,6	3,2
Пермская область	2,4	120,0	6,3	2,3
Омская область	2,5	124,0	4,2	2,7
Иркутская область	2,5	110,0	6,1	2,4
Добыча газа	1,9	13,2	9,5	3,9
Республика Коми	4,4	11,4	16	1,8
Оренбургская область	1,9	5,3	29,7	2,8
Тюменская область	1,8	13,7	7,2	4,3
Добыча угля	2,0	61,4	9,3	3,5
Республика Коми	1,7	77,8	7,6	2,9
Ростовская область	1,2	81,9	7,3	3,8
Кемеровская область	2,4	50,3	9,0	2,8
Красноярский край	2,3	50,9	10,5	2,5
Иркутская область	3,3	27,8	19,9	3,3
Сахалинская область	1,7	46,6	11,0	3,1

Источники: [3–5, 7, 8].

Предусматривалось, на каждое последующее снижение вывозной пошлины на 1 экю/т нефти автоматическое возрастание акциза на 3,4 тыс. руб./т нефти.

Для производителя нефти ответная реакция состояла в устранении возникшего финансового дисбаланса между убытком от приращения акцизного сбора на всю добываемую нефть и ростом дохода за счет

снижения таможенной пошлины на всю экспортируемую нефть. В этих условиях использованный механизм регулирования уровней акциза и таможенной пошлины стал лишь новым источником роста внутренней цены на нефть и неплатежей в нефтяной промышленности, так как не обеспечивалась взаимокомпенсация финансовых потерь и приращений. В результате увеличение акциза одномоментно вызвало ответный прирост внутренней цены нефти на 13–15 %. Это создало 0,5–0,55 трлн. руб. в месяц инфляционных накоплений в нефтедобывающей отрасли в течение II–IV кварталов 1995 г.

В то же время сами оптовые цены на нефть до установления валютного коридора в середине 1995 г. росли независимо от реально складывавшихся затрат. Анализ еженедельной динамики оптовой цены нефти (включающей издержки, акциз, НДС и спецналог, но без оплаты транспорта) на российском внебиржевом рынке в течение полутора лет дает основание считать, что в качестве измерителя использовался курс рубля к доллару: цена нефти рассчитывалась в долларовом эквиваленте и ступенчато корректировалась в зависимости от динамики этого курса.

Таблица 5. Соотношение индексов средних оптовых цен промышленности и цен приобретения энергоресурсов промышленными предприятиями.

	1994				1995	
	март	июнь	сентябрь	декабрь	март	июнь
Цены промышленности	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Цены приобретения:						
электроэнергии	0,95	1,03	0,93	0,82	0,95	1,17
теплоэнергии	1,08	1,27	0,94	0,94	0,92	1,38
топлива	1,04	0,95	0,9	1,01	1,16	1,05

Источники: [1, 3, 4, 5].

Когда цена нефти в долларовом исчислении снижалась на 4–5 %, происходило ее повышение в рублевом выражении так, чтобы новый уровень цены в долларах США был на 7–12 % (в основном на 8,7–10 %) выше предыдущего. Тем самым компенсировалось снижение цены в предыдущем периоде и создавался «запас» в расчете на будущую инфляцию. Такой способ регулирования цены возможен лишь в своеобразной российской экономической среде (низкие цены на сырую нефть и запредельно высокие по сравнению с мировыми на нефтепродукты, неплатежи, монополия нефтяных компаний на региональных рынках и др.).

Можно достаточно обоснованно утверждать, что цены на топливо, несмотря на их либерализацию, формируются под воздействием механизмов, далеких от реальных рыночных принципов. Показательно, что биржевая торговля охватывает около 1 % топлива, производимого в России, а ее цены не влияют на цены внебиржевого оптового рынка. Существующая ценовая политика не обеспечивает финансового оздоровления производства энергоресурсов. Отставание с переоценкой основных фондов энергетических отраслей в условиях высокой инфляции привело к почти полной потере амортизационных отчислений как источника финансирования капиталовложений. Вместе с тем включение отчислений в отраслевые инвестиционные фонды в издержки производства деформировало их величину и создало возможность неаргументированного увеличения затрат.

Отсутствие содержательной ценовой политики в энергетическом секторе крайне сузило адаптационные возможности потребителей к новым экономическим условиям энергоснабжения. При низком технологическом и энергорасточительном уровне экономики России рост внутренних энергетических (как и других сырьевых) цен приводит лишь к росту издержек во всем передельном цикле. При этом будет развиваться дисбаланс энергетических цен и цен на другие товары и услуги.

Таблица 6. Соотношение индексов средних закупочных цен на продукцию сельского хозяйства и использованные энергетические ресурсы в 1991–1994 гг.

	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1994 г./1991 г.
Реализованная сельскохозяйственная продукция всего	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Энергетические ресурсы:					
моторные топлива и масла	0,81	3,70	1,40	1,13	5,29
электроэнергия на производственные нужды	0,94	1,41	2,67	2,17	8,58
топливо энергетическое	1,25	1,72	1,44	1,63	5,69

Источники: [1, 3, 4, 5].

Тарифы на электроэнергию и тепло. Реформирование экономики России привело к принципиальным институциональным изменениям в электроэнергетике. Вместо единой организационно-хозяйственной структуры образовался своеобразный двухуровневый рынок электроэнергии.

На нижнем уровне субъектами рынка являются 72 региональных АО-энерго, образованных из местных электроэнергетических

систем. Как правило, им принадлежат средние и малые электростанции общего пользования и распределительные сети средних и низких классов напряжения. Основная деятельность АО-энерго связана с обеспечением потребителей, размещенных на обслуживаемой территории, электроэнергией и теплом от ТЭЦ и обменом электроэнергией с сопредельным АО-энерго.

Таблица 7. Соотношение индексов средних оптовых цен приобретения материально-технических ресурсов и цен предприятий-производителей в промышленности и энергетических отраслях.

	1994				1995	
	март	июнь	сентябрь	декабрь	март	июнь
Промышленность	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
в том числе:						
электроэнергетика	1,07	1,29	1,49	1,62	1,96	1,88
нефтяная	1,02	1,26	1,55	1,64	1,33	1,31
нефтеперерабатывающая	1,03	1,07	1,07	0,99	0,95	0,95
газовая	0,52	0,67	0,93	1,02	1,11	0,84
угольная	1,26	1,29	1,32	1,09	0,85	1,04

Источники: [1, 3, 4, 5].

На верхнем уровне, который получил название «оптовый рынок», главным субъектом является Российское акционерное общество «ЕЭС России». В прямом и холдинговом управлении РАО «ЕЭС России» находятся оперативнодиспетчерские службы, все межрегиональные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше и 22 крупнейшие российские тепловые и гидравлические электростанции. Субъектами «оптового рынка» являются и 8 атомных электростанций, входящих в состав «Росатомэнерго» Минатома РФ.

Предполагалось, что на «оптовом рынке» будет распределяться не менее 50% электроэнергии, потребляемой в стране. Однако фактически эта величина составляет лишь 25–30% из-за нежелания ряда АО-энерго участвовать в его работе и несовершенства тарифной политики.

Тарифы на электрическую и тепловую энергию, как цены естественной монополии, регулировались Федеральной и региональными энергетическими комиссиями в основном ежеквартально, но не одновременно на «оптовом» и региональных рынках[9]. На «оптовом

[9] В соответствии с Федеральным законом от 10 марта 1995 г. «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» срок действия установленных тарифов не может быть менее трех месяцев.

рынке» действуют двухставочные тарифы (на установленную мощность и продаваемую электроэнергию) для тепловых электростанций и ГЭС и одноставочные тарифы на электроэнергию, продаваемую АЭС и покупаемую дефицитными АО-энерго. На региональных рынках тарифы установлены в зависимости от категории потребителей. Их регулирование ведется с учетом индексов инфляции для обеспечения самофинансирования субъектов рынка электроэнергии.

Переход с 1992 г. к рыночным отношениям в электроэнергетике сопровождался быстрым ростом среднего тарифа, особенно для промышленности и транспорта (табл. 8). Это усиливало давление на издержки производства у потребителей электроэнергии. В результате стала быстро увеличиваться просроченная задолженность потребителей за электроэнергию, а электроэнергетика в течение длительного времени была финансовым донором экономики. В то же время рост тарифов на электроэнергию отстает от цен приобретения электроэнергетикой материально-технических ресурсов (см. табл. 7), что способствует постоянному повышению издержек производства.

Одной из центральных проблем на рынке электроэнергии остаются диспропорции в тарифах по основным категориям потребителей. До 1991 г. тарифы для промышленности и населения в определенной мере отражали потребительскую ценность используемой электроэнергии. Исключение составляли льготные тарифы для сельского населения и сельскохозяйственного производства, которые сохраняются до сих пор. В результате пересмотра цен в 1991 г. и политики их либерализации в последующие годы регулирование тарифов было направлено, с одной стороны, на социальную защиту населения, а с другой — на обеспечение самофинансирования электроэнергетики. Это привело к практически полной перестройке тарифов и их нерациональным соотношениям (табл. 8).

Тариф для промышленности превысил средний тариф по России из-за непропорционального включения в него издержек электроэнергетической отрасли. Одновременно образовалась группа потребителей, тарифы для которых оказались ниже издержек производства электроэнергии. На их долю в декабре 1994 г. приходилось около 28 % всей электроэнергии, потребленной в России. Две трети этой группы составляют оптовые потребители-перепродавцы, находящиеся в собственности отдельных ведомств. В основном они обеспечивают электроэнергией непроизводственных потребителей.

Состав конечных потребителей энергии в этой тарифной группе весьма различен в каждом АО-энерго и может достаточно динамично меняться. В этих условиях представляется целесообразным отказаться от промежуточных оптовых потребителей — перепродавцов и ввести прямые расчеты с конечными потребителями энергии.

Услуги ведомств по трансформации и доставке электроэнергии конечным потребителям должны оплачиваться исходя из учета реальных издержек и уровня рентабельности, не превышающей рентабельности АО-энерго, которая снабжает электроэнергией оптового потребителя-перепродавца. Такой подход следует распространить на всех перепродавцов энергии (тепла, газа и др.).

Таблица 8. Тарифы на электроэнергию, руб./100 кВт.ч.

	Дефлятор	1991г.	1992г.	1993г.	1994г.
Средний тариф					
Текущие цены		3,28	92,53	957	4227
Сопоставимые цены	А	3,28	4,22	4,87	5,94
	Б1	3,28	3,86	3,81	3,82
Промышленность					
Текущие цены		3,38	116,27	1188	5193
Сопоставимые цены	Б1	3,38	4,85	4,73	4,7
Транспорт					
Текущие цены		4,04	111,65	1251	5979
Сопоставимые цены	Б1	4,08	4,66	4,98	5,41
Сельское хозяйство					
Текущие цены		1,49	20,4	533	3187
Сопоставимые цены	Б1	1,49	0,35	2,12	2,88
	Б2	1,49	2,19	6,83	13,26
Население городское					
Текущие цены		3,14	15,22	145	1080
Сопоставимые цены	Б1	3,14	0,63	0,58	0,98
	Б3	3,14	0,93	0,91	1,68

Примечания: А — дефлятор рассчитан как средневзвешенная величина по структуре потребителей электроэнергии соответствующего года на основе дефляторов Б1, Б2, Б3; Б1 — дефлятор — индексы оптовых цен промышленности; Б2 — дефлятор — индексы цен сельскохозяйственной продукции; Б3 — дефлятор — индексы потребительских цен. Для городского населения — электроснабжение от ЕЭС России. Источники: [1, 3–7].

Следует учитывать, что отношение валовой прибыли к собственным издержкам АО-энерго находится на уровне 26–18% с тенденцией к понижению, а оптовых потребителей-перепродавцов электроэнергии

доходит до 85%. Становится очевидным образование сверхприбыли у этой категории потребителей, которая покупает электроэнергию значительно ниже издержек на ее производство и транспортировку. Пересмотр политики тарифов для нее должен несколько повысить эффективность электроэнергетики и ослабить давление роста тарифов на промышленных, транспортных и других потребителей энергии.

Анализ сопоставимых тарифов, рассчитанных с учетом соответствующих дефляторов (табл. 8), показывает, что для производителей и потребителей сложились совершенно разные оценки тарифов на электроэнергию в текущих ценах. Существующие правила регулирования тарифов не содержат механизмов компромиссного устранения этих ножниц цен для отдельных категорий потребителей в условиях сильного дрейфа среднего тарифа и необходимости обеспечения устойчивого функционирования электроэнергетики. Они должны быть выработаны с учетом структуры электропотребления и социально-экономических особенностей ценовой политики на региональных рынках электроэнергии.

На «оптовом рынке» действуют две системы тарифов. Для каждого производителя электроэнергии — субъекта рынка тариф устанавливается с учетом его реальных издержек производства и согласованной величины прибыли. Для электроэнергии, отпускаемой с «оптового рынка» дефицитным АО-энерго, принят бесприбыльный вариант тарифов. Он включает все затраты РАО «ЕЭС России» на производство и распределение электроэнергии, а также абонентную плату за услуги по организации работы «оптового рынка» и развитию электроэнергетики. Абонентная плата в IV квартале 1994 г. составила 10,4% среднего тарифа «оптового рынка», установленного в 35,5 руб./кВт.ч; за 9 месяцев 1995 г. она повысилась в среднем до 15,4% при росте тарифа в 1,6 раза. Предполагается дальнейшее совершенствование существующего механизма регулирования тарифов «оптового рынка».

Системы централизованного теплоснабжения в составе региональных АО-энерго обслуживают потребителей монопольно, преимущественно в городах. Формирование тарифов на тепло (табл. 9) в либерализованной экономике России связано практически с теми же проблемами, что и формирование тарифов на электроэнергию. Для них также не разработаны механизмы регулирования, обеспечивающие согласование интересов производителей и потребителей тепла.

В то же время в системах централизованного теплоснабжения быстрый рост тарифов на теплоэнергию, особенно для населения и непромышленных потребителей, происходит при принципиально ином учете ее использования, чем у потребителей электроэнергии. Потребители тепла, как правило, не имеют приборов учета. Расход теплоэнергии устанавливается на основании оценочных рас-

четов, которые проводят соответствующие службы АО-энерго, т.е. организации-поставщики. В результате имеет место колоссальное превышение размеров оплаты за теплоэнергию, которую требуют поставщики — естественные монополисты, над действительными затратами потребителей.

Таблица 9. Тариф на теплоэнергию, руб./Гкал.

	Дефлятор	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.
Средний тариф					
Текущие цены		14,9	342,1	3407	15782
Сопоставимые цены	А	14,9	16,1	16,3	27,5
Промышленность	Б1	14,9	14,3	13,6	14,3
Текущие цены		16,6	481,3	4596	19688
Сопоставимые цены	Б1	16,6	20,1	18,3	17,8
Население городское					
Текущие цены		12,1	136,9	1853	13338
Сопоставимые цены	Б1	12,1	5,7	7,4	12,1
	Б3	12,1	8,4	11,6	20,7

Примечание: Тарифы для централизованного теплоснабжения. Дефляторы — см. примеч. к табл. 8.
Источники: [1, 3–7].

Применение приборов учета тепловой энергии потребителями показало, что этот перерасход в денежном выражении составляет 30–75 % (наиболее характерны 40–50 %) от размеров начислявшейся оплаты при бесприборных расчетах. Все затраты на установку приборов учета окупаются за несколько месяцев для потребителей, которые обеспечиваются теплом от систем централизованного теплоснабжения.

В то же время для производителей потеря этих сверхдоходов имеет далеко идущие последствия. Как известно, для тепловых сетей России характерны потери, достигающие 30 % объема транспортируемого тепла, высокая аварийность (особенно распределительных сетей) и малая долговечность из-за отсутствия хорошей теплоизоляции и высокой коррозии труб. Сокращение доходов у производителей при массовой установке приборов учета тепла у потребителей может привести к недостатку средств на поддержание тепловых сетей в надежном рабочем состоянии даже при повышении тарифов. В результате возникает ситуация, когда тесная экономическая и технологическая взаимозависимость сторон подрывается их несба-

лансированными действиями. Ценовая политика в централизованном теплоснабжении должна учитывать и исключать все возможные негативные последствия.

Созданные в лице Федеральной и региональных энергетических комиссий организационные формы регулирования тарифов естественных монополистов — производителей электроэнергии и тепла имеют недостаточно разработанную методическую базу для согласованного управления тарифами, имеющими различное социально-экономическое содержание. Жизненно важная роль электроэнергии и тепла в обеспечении функционирования народного хозяйства страны делает крайне необходимой разработку тарифной политики, адекватной современным экономическим условиям России.

Розничные цены на энергетические услуги и товары. Социальные факторы никогда не были определяющими в энергетической политике БСС. Рост жилищного хозяйства и развитие социально-культурной сферы не сопровождались улучшением их энергетического благоустройства и энергосберегающими решениями. Оно остается в основном жестко зависящим от возможностей, которые централизованно предоставляются государством. Сохранившаяся ориентация на нерациональную (с точки зрения социальных критериев и экономичности) структуру видов энергии, используемых в домашних хозяйствах, ущемляет жизненные интересы населения.

Определенной компенсацией низких доходов населения в плановой экономике были низкие розничные цены на топливо и энергетические услуги. Это положение сохранялось для регулируемых цен естественных монополий — электроснабжения, централизованного теплоснабжения и газоснабжения — до конца 1993–1994 гг. Однако уже к середине 1995 г. эти цены в сопоставимом виде вернулись к уровню декабря 1991 г. Розничные цены на бензин и уголь для отопления индивидуальных жилищ резко возросли с первого года реформирования российской экономики (табл. 10).

В то же время, по данным Госкомстата РФ, за 3,5 года экономических реформ реально располагаемые доходы населения снизились на 46 %. Это привело в середине 1995 г. к сокращению покупательной способности среднедушевого дохода населения по энергетическим услугам и товарам от 2 до 7 раз по сравнению с декабрем 1991 г. Такое снижение возможности оплаты энергии сопоставимо с уменьшением покупательной способности по прожиточному минимуму и больше, чем сокращение покупательной способности по набору из 19 основных продуктов питания. Для более 3/5 населения страны, имеющего доходы, равные или ниже среднедушевого, повышение цен на энергию способствует росту социальной напряженности и сокращению платежей за услуги.

Таблица 10. Динамика оплаты населением некоторых энергетических услуг и товаров в среднем по России.

	Декабрь				Июнь
	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995
Электроэнергия, коп./кВт.ч					
текущие цены	3,92	35,11	595	2683	5500
сопоставимые цены	3,92	1,34	2,41	3,58	4,12
ПСД, кВт.ч	23852	31877	18759	14110	9793
%	100,0	133,6	78,6	59,2	41,1
Сетевой газ, руб./чел.					
текущие цены	0,51	3,39	29,0	65,0	385,0
сопоставимые цены	0,51	0,13	0,12	0,09	0,29
ПСД, число месяцев оплаты	1833	3301	3849	5824	1388
%	100,0	180,1	210,0	317,7	75,7
Отопление, руб./кв.м					
текущие цены	0,21	1,24	8,0	125,0	288,9
сопоставимые цены	0,21	0,05	0,03	0,17	0,22
ПСД, кв.м	4452	9026	13952	3029	1864
%	100,0	202,7	313,4	68,0	41,9
Бензин, руб./литр					
текущие цены	0,51	27,8	176	596	1603
сопоставимые цены	0,51	1,06	0,71	0,80	1,20
ПСД, литр	1833	403	634	635	336
%	100,0	22,0	34,6	34,6	18,3
Уголь, руб./т					
текущие цены	24,7	1238,7	11719	34950	101000
сопоставимые цены	24,7	47,3	47,4	46,7	75,7
ПСД, т	37,9	9,0	9,5	10,8	5,3
%	100,0	23,7	25,1	28,5	14,0
Прожиточный минимум в расчете на чел. в месяц, руб.					
текущие цены	200	5700	54000	155152	277400
сопоставимые цены	200	218	219	207	208
ПСД, прожиточные минимумы	4,7	2,0	2,1	2,4	1,9
%	100,0	42,0	44,2	52,2	41,5

Окончание таблицы 10

	Декабрь				Июнь
	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995
Стоимость набора из 19 основных продуктов питания в расчете на чел. в месяц, руб.					
текущие цены	184	4042	30724	107100	195900
сопоставимые цены	184	154	124	143	147
ПСД, число наборов	5,1	2,8	3,6	3,5	2,7
%	100.0	54,5	71,5	69,6	54,1

Примечание: ПСД — покупательная способность среднедушевого дохода. Электроэнергия — снабжение от всех источников. По сопоставимым ценам — дефлятор Б3 (см. табл. 8).
Источники: [1, 3–7].

Следует иметь в виду, что покупательная способность годового среднедушевого дохода по электроэнергии, используемой в домашних хозяйствах, в 1994 г. в России и США была практически одинакова и составляла примерно 260 тыс. кВт.ч в год. Поэтому прямые сравнения уровней тарифов в России и США не имеют достаточных оснований.

Повышение тарифов на энергию для домашних хозяйств в России должно быть прямо связано с ростом доходов населения. Необходим специальный механизм регулирования тарифов, учитывающий сложившееся расслоение населения по доходам. Крайние по обеспеченности децили различаются в 13–14 раз, а среднедушевой доход в территориальном разрезе в 6–7 раз. Однако методическая база регулирования тарифов на энергию для населения, основанная на постоянном учете социально-экономических индикаторов, отсутствует.

Существенное косвенное давление на бюджет семьи оказывает рост цен на энергию, расходуемую на транспортные и бытовые услуги. Так, средний тариф на электроэнергию для электрифицированного городского транспорта в 1994 г. по сравнению с 1991 г. в сопоставимых оптовых ценах промышленности был выше в 1,3 раза и в сопоставимых потребительских ценах в 2,2 раза. Покупательная способность среднедушевого дохода населения по отношению к энергетической составляющей электрифицированного городского транспорта сократилась почти в 4 раза (табл. 11).

Таким образом, в региональных АО-энерго, как естественных монополиях, с одной стороны, сдерживается рост тарифов на электроэнергию, непосредственно расходуемую населением, с другой — повышается тариф для других социально значимых потребителей. С достаточным основанием можно считать, что до настоящего вре-

мени не сформирована политика розничных цен, обеспечивающая соблюдение сбалансированных социально-экономических интересов производителей и общества.

Таблица 11. Тариф для городского электрифицированного транспорта, руб./100 кВт.ч.

	Дефлятор	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.
Текущие цены		4,26	58,39	857	6115
Сопоставимые цены	Б1	4,26	2,44	3,41	5,53
	Б3	4,26	3,56	5,36	9,48
ПСД, кВт.ч		12418	6815	5122	3318
%		100,0	54,9	41,2	26,7

Примечание: пояснения см. к табл. 8 и 10.
Источники: [1–6].

Монопольные цены на топливо и энергию. Основная часть топлива и энергии, которые реализуются на внутреннем рынке, производится и распределяется монопольными структурами, в первую очередь естественными монополиями в электро- и газоснабжении и городском централизованном теплоснабжении. Для них установлено государственное регулирование цен и тарифов на основную продукцию. Однако слабо разработанные законодательная и нормативная базы оставляют естественным монополиям достаточные возможности для наращивания своей прибыли.

В среднем по России отношение прибыли к издержкам производства электроэнергии возросло за 1994 г. почти в 1,4 раза. За тот же период тарифы для основных категорий потребителей увеличивались весьма произвольно, несмотря на их регулирование:

Рост тарифов, %	Минимальный	Максимальный
Средний по АО Энерго	140 (Томск)	435 (Магадан)
Крупные промышленные предприятия	136 (Хабаровск)	412 (Чита)
Население	135 (Саратов)	1398 (Камчатка)

Очевидно, что у региональных энергетических компаний отсутствует единый подход к формированию тарифов.

РАО «Газпром» добывает 95 % и транспортирует 99 % естественного газа, добываемого в стране. Как отмечалось выше, оно монопольно перенесло получение основной части прибыли с добычи на транспорт газа. В. первой половине 1995 г. отношение прибыли к издержкам на транспорте более чем в 4 раза превышало соответствующий показатель для добычи. В этих условиях оптовые цены предприя-

тий, добывающих газ, составляли менее 10% цен его приобретения (см. табл. 3).

Низкие оптовые цены на газ предприятий-производителей экономически мало ощутимы для АО, которые входят в состав РАО «Газпром». Различными трансфертами оно может обеспечить нужды своих газодобывающих предприятий. Напротив, по заявлениям нефтедобывающих АО, поставляющих газ своей добычи в газотранспортную систему РАО «Газпром», эти цены для них являются убыточными. Если в расчетах принять, что цены приобретения газа конечными потребителями остаются неизменными, а отношение прибыли к издержкам добычи и транспортировки газа, которые представляют собой единую систему РАО «Газпром», одинаковыми, то прибыль в добыче газа возрастает не менее чем в 3,5 раза, а оптовая цена у предприятий, добывающих газ, — в 1,6–1,7 раза. Это может устранить убыточность поставок газа для нефтедобывающих АО без изменения цены газа у его потребителей.

Цена приобретения газа, в отличие от других видов топлива, установлена РАО «Газпром» независимо от расстояния его транспортировки. Естественно, что при таком способе назначения цены потребители переплачивают за транспорт при близком расположении и недоплачивают при дальнем, превышающем среднее расстояние транспортировки газа от основного центра его добычи в Западной Сибири (около 90% всей добычи газа в России).

В результате этого существенно удорожается производство электро- и теплоэнергии в самой Западной Сибири, что в том числе ухудшает экономичность добычи и транспортировки нефти. Образуется более высокий ценовой «барьер» для экономически эффективной угледобычи, особенно в Русско-Донецком и Подмосковном бассейнах. Занижается эффективность энергосбережения в регионах, имеющих удаленные источники топливо- и электроснабжения.

Единая цена приобретения газа, монопольно установленная на территории России, означает, что экспортные потоки газа от Уренгойского и Ямбургского месторождений в Западной Сибири по самой длинной в стране газотранспортной трассе на границе с Украиной имеют не реальную, а заниженную цену газа. По сравнению с ценой транспортировки газа на фактическое расстояние монопольно установленная цена уменьшает стоимость транспортировки на 10–11 долл./1000 куб.м в пользу поставщика и косвенно увеличивает его прибыль от экспорта газа.

В настоящее время государственное регулирование цен естественных монополистов ведется по разным правилам: коррекция цен на газ проводится ежемесячно по индексу инфляции; корректировка тарифов в электроэнергетике, главного потребителя газа в стране, осуществляется не чаще одного раза в квартал. Уже только это приводит к переко-

сам в ценах и заметно влияет на экономическое положение отраслей — естественных монополистов. Отсутствие адекватных хозяйственно-правовых механизмов не позволяет усиливать экономические рычаги управления монополиями.

Наиболее ярко создание монополий в процессе реформирования организационной структуры отраслей энергетики проявилось в системе нефтепродуктообеспечения. Преобразование нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности БСС в вертикально интегрированные российские нефтяные компании (НК) не изменило региональной организации снабжения потребителей нефтепродуктами. В состав НК предприятия нефтеснабжения практически полностью вошли со своей снабженческо-сбытовой инфраструктурой. В результате территория России жестко поделена на регионы, где каждая из НК монопольно торгует всеми нефтепродуктами своего производства.

Как правило, на территории каждого субъекта Федерации действует одна крупная организация, владеющая емкостями для оптовой торговли нефтепродуктами и большей частью автозаправочных станций, ведущих розничную продажу. Вокруг каждой из оптовых баз образовался ряд мелких и мельчайших коммерческих фирм по розничной торговле нефтепродуктами. Уровень криминализации коммерческого бизнеса здесь очень высок.

Деление территории России между НК на зоны монопольной торговли нефтепродуктами способствовало поддержанию высоких цен на них и экономически неоправданных различий розничных цен как в отношении к оптовым ценам, так и к ценам на смежных территориях. Из табл. 12, составленной по данным Центра экономической конъюнктуры при правительстве РФ, очевиден монопольный характер розничных цен на бензин. Он особенно показателен при сравнении цен на сопредельных территориях: Москва, Рязанская и Ярославская области; Республика Башкортостан, Оренбургская и Самарская области; Волгоградская, Саратовская и Самарская области. Созданная в результате институциональных преобразований нефтяного сектора России монополия торговли нефтепродуктами остается вне действия существующего в стране антимонопольного законодательства.

Политика платежей как способ коррекции цен на энергию. Либерализация экономики России сопровождается платежно-расчетным кризисом, вызванным переходом от плановой экономики к рыночной. Следствием несоответствия действующих финансово-расчетных механизмов реальным условиям функционирования субъектов хозяйствования является рост неплатежей. С особой остротой он проявляется в энергетическом секторе, где очень высок монополизм производителей и дистрибьюторов энергетической продукции в силу естественных и производственных причин.

Таблица 12. Средние оптовые и розничные цены на автомобильный бензин в районах размещения некоторых нефтеперерабатывающих заводов, в сентябре 1995 г., руб./литр.

Регион	Средние оптовые цены предприятий-производителей	Средние розничные цены в районе размещения НПЗ	Соотношение розничных и оптовых цен
Всего по России	509	1608	3,16
Ленинградская область	519	1604	3,09
Ярославская область	523	1647	3,15
Республика Башкортостан	530	1309	2,47
Самарская область	543	1873	3,45
Астраханская область	546	1458	2,67
Рязанская область	555	1548	2,79
Москва	558	1908	3,42
Волгоградская область	559	1616	2,89
Нижегородская область	563	1807	3,21
Саратовская область	613	1808	2,95
Оренбургская область	613	1257	2,05

По данным Госкомстата РФ, на 1 октября 1995 г. просроченная кредиторская задолженность энергетических отраслей поставщикам, в государственный бюджет и внебюджетные фонды достигла 69,2 трлн. руб., или почти трети всей кредиторской задолженности по народному хозяйству России[10]. Основная ее часть приходится на электроэнергетику (26,3 трлн. руб.) и нефтедобычу (20,0 трлн. руб.). Одновременно просроченная дебиторская задолженность покупателей энергетической продукции, в том числе государственных заказчиков, составила 54,7 трлн. руб., т. е. Около 2/5 всей дебиторской задолженности в стране. В электроэнергетике она достигла 26,4 трлн. руб., в нефтедобыче 10,7 трлн. руб., что сопоставимо с валовой выручкой отраслей, соответственно, за последние три и два месяца.

Задолженность в энергетическом секторе растет высокими темпами. Только за 12 месяцев (с 1 сентября 1994 г. по 1 сентября 1995 г.) общая кредиторская задолженность энергетических отраслей увеличилась почти в 2,9 раза, дебиторская — в 2,5 раза[11]. При этом в отрас-

[10] Здесь и далее рассматривается только просроченная кредиторская и дебиторская задолженность.

[11] Инфляция в просроченной задолженности Госкомстатом РФ не учитывается.

лях сложилось весьма разное отношение к неплатежам. Электроэнергетика, газовая и нефтеперерабатывающая промышленности достаточно отчетливо стремятся уравнять кредиторскую и дебиторскую задолженности и тем самым в определенной мере элиминировать их влияние на свое финансово-экономическое положение. Нефтедобывающая и угольная отрасли, напротив, наращивают свою кредиторскую задолженность быстрее, чем должники оплачивают их продукцию. Электроэнергетика и нефтедобыча по отношению к неплатежам являются во многом антиподами. Реакцию остальных энергетических отраслей (нефтеперерабатывающей, газовой, угольной) на неплатежи допустимо оценить как промежуточную.

Для индексации поведения отраслей можно использовать три отношения:

• всей дебиторской задолженности ко всей кредиторской задолженности отрасли, характеризующее состояние отрасли как донора или реципиента;

• задолженности отрасли в государственный бюджет ко всей дебиторской задолженности, показывающее степень возможной трансформации дебиторской задолженности в неисполненные налоговые обязательства;

• задолженности покупателей продукции отрасли к задолженности самой отрасли поставщикам, раскрывающее в определенной мере состояние финансовых взаимосвязей отрасли в системе производственно-технологических взаимоотношений. С начала 1995 г. задолженность энергетических отраслей поставщикам значительно меньше задолженности покупателей энергетической продукции. Эти донорские отношения продолжают усиливаться.

Электроэнергетика по первому показателю до сентября 1995 г. устойчиво являлась финансовым донором. По второму показателю отрасль претендует на подавляющую часть дебиторской задолженности. Поэтому электроэнергетика активно заинтересована в погашении задолженности потребителей своей продукции и использует различные способы давления на своих должников (настойчивые обращения в местную и федеральную администрации, предупреждения, частичное и даже полное отключение от сети потребителей, не оплачивающих энергию длительное время). Анализ третьего показателя позволяет высказать рабочую гипотезу о существовании достаточно ощутимой связи между сокращением (нарастанием) задолженности покупателей и соответствующим поведением электроэнергетики по своей задолженности поставщикам.

Нефтедобывающая промышленность, в отличие от электроэнергетики, устойчиво является финансовым реципиентом, где общая кредиторская задолженность постоянно опережает дебиторскую. При этом темп роста задолженности предприятий нефтедобычи по налогам

в государственный бюджет выше, чем темп роста задолженности покупателей за приобретенную продукцию отрасли. В результате, отрасль не стремится к сокращению задолженности покупателей, так как должна почти полностью ее переводить в государственный бюджет в виде налоговых платежей без особого улучшения собственного финансового положения. Анализ динамики задолженности в нефтедобыче не показывает тенденции к ее снижению. Осенью 1995 г. правительство РФ предприняло активные действия по погашению долгов по налоговым платежам в федеральный бюджет, но нарастание задолженности сохраняется.

В то же время по-иному складываются отношения отрасли с покупателями ее продукции и поставщиками. Нефтедобывающая промышленность в течение всего рассмотренного периода выступает как финансовый донор с высоким превышением дебиторской задолженности над кредиторской. Такое состояние отрасли может быть следствием ряда причин.

Основным потребителем нефти являются НПЗ, на долю которых приходится 50–70% ежемесячной добычи нефти. При этом нефтеперерабатывающая промышленность сохраняет высокую задолженность по оплате за приобретенную нефть. Однако ответная реакция нефтяной отрасли на упорядочение платежной дисциплины оказывается весьма слабой. Это связано с тем, что в силу технологических особенностей кратковременные остановы нефтяных скважин нежелательны, так как велики затраты по восстановлению их рабочего состояния. Следует также учитывать, что добывающие и перерабатывающие нефть предприятия в настоящее время часто находятся в рамках одной и той же вертикально интегрированной нефтяной компании. Поэтому здесь возможны различные трансфертные расчеты внутри самой компании, поддерживающие добычу нефти, но сохраняющие при этом просроченную задолженность.

Другой причиной сравнительно спокойного отношения отрасли к задолженности покупателей (при нехватке оборотных средств) является повсеместная практика бартерных расчетов, особенно с энергосистемами в счет задолженности за потребляемую электроэнергию и машиностроительными заводами за их продукцию. Это приводит к неэквивалентному обмену, что, в конечном итоге, способствует инфляции. Полученная в качестве оплаты нефть, как правило, направляется на экспорт по относительно низким ценам, что вызывается желанием неэкспортоемких отраслей получить валюту даже за счет занижения ее цены. Именно непрофильные организации экспортировали нефть по ценам в 2–3 раза ниже контрактной. Финансовые потери при этом очевидны.

Неплатежи стали специфической формой взаиморасчета предприятий, начиная с 1992 г. Эта форма, параллельная прямым денежным

расчетам между покупателями и продавцами, по существу, превращает действующие цены в квазицены. Увеличение неплатежей субъекта хозяйствования связано также с его выбором между ростом цен на свою продукцию и ростом своей задолженности.

Анализ динамики задолженности энергетического сектора показал, что в топливных отраслях в целом устойчиво поддерживается превышение кредиторской задолженности над дебиторской, а электроэнергетика активно стремится к их сбалансированности. В результате, в угольной, нефтяной, нефтеперерабатывающей и газовой отраслях в 1994–1995 гг. на каждую единицу товарной продукции, помимо ее цены, приходился дополнительный косвенный «доход» в виде чистой удельной просроченной задолженности. При этом для всех отраслей ее прирост был положительным (табл. 13). По существу, это беспроцентный кредит, который получает отрасль за счет задержки оплаты своих долгов в большей мере, чем это делают покупатели ее продукции. Напротив, электроэнергетика до сентября 1995 г. кредитовала покупателей электроэнергии и тепла.

Таблица 13. Оценка коррекции средних сопоставимых цен предприятий-производителей за счет чистой просроченной задолженности в отраслях энергетического сектора, июль 1994 — август 1995 г., %

	Отношение чистой удельной просроченной задолженности к среднемесячной цене продукции отрасли			Среднемесячный прирост чистой удельной просроченной задолженности в долях от цены продукции отрасли		
	В среднем за период	Изменения среднемесячных значений		В среднем за период	Изменения среднемесячных значений	
		мин.	макс.		мин.	макс.
Угольная	171,3	124,1	256,5	5,6	-60,1	95,2
Нефтяная	99,0	36,1	154,0	6,4	-39,9	33,8
Нефтеперерабатывающая	7,7	-8,2	23,5	0,4	-7,3	29,4
Газовая	7,1	-21,4	28,6	1,8	-7,5	19,0
Электроэнергетика	-38,7	-50,7	-9,0	2,2	-16, 0	18,8

Примечание. Чистая удельная просроченная задолженность равна разности между просроченной задолженностью энергетической отрасли поставщикам, в федеральный бюджет и внебюджетные фонды (кредиторская задолженность) и просроченной задолженностью покупателей ее продукции (дебиторская задолженность), отнесенная на единицу месячной продукции отрасли.

По нефтеперерабатывающей отрасли расчет выполнен применительно к объемам производства и средневзвешенной цене трех основных продуктов — бензина, дизельного топлива и топочного мазута; по газовой — для цен приобретения; по электроэнергетике для среднего по отрасли тарифа на электроэнергию.

В структуре действующих в России цен на энергию налоги и обязательные платежи составляют значительную ее часть. В условиях высокой инфляции возврат издержек и накопление прибыли через цену оказываются недостаточными для поддержания объема оборотных средств на стабильном уровне и обеспечения необходимых воспроизводственных процессов.

Топливные отрасли, которые накапливают свою кредиторскую задолженность, тем самым демпфируют развитие негативных процессов в своем финансовом обеспечении. При этом, естественно, роль субъективных факторов в развитии задолженности весьма велика. В электроэнергетике рост среднего тарифа и государственные кредиты на создание сезонных запасов топлива в определенной мере элиминировали отток финансовых средств из отрасли за счет опережающей задолженности потребителей. Однако такое положение для отрасли — естественной монополии чрезвычайно опасно, так как может привести к непредсказуемым последствиям в экономике.

Таким образом, можно считать, что в энергетическом секторе сформировалась определенная политика неплатежей. Она выражается в наращивании задолженности как способа накопления недостающих в условиях инфляции оборотных средств и тем самым косвенной коррекции цен на энергию в экономике, слабо адаптированной к рыночным условиям.

О соотношениях энергетических цен на внутреннем и мировом рынках. Сопоставление уровней цен мирового и внутреннего рынков может основываться на различных методиках. Источниками неоднозначности получаемых оценок являются следующие факторы.

Различия в положении экспортера и потребителей энергоресурсов. Для потребителей существенным является соотношение цен конечного потребления на продукцию, произведенную внутри страны, и цен конкурирующего импорта. Для предприятия-производителя важным является Соотношение цен экспорта и цен внутреннего рынка. Таким образом, в качестве уровня внутренней цены, соответствующего цене мирового рынка, может быть принята как цена возможного импорта, так и netback price. В первом случае цена мирового рынка на условиях ФОБ увеличивается на величину затрат на транспортировку и налогов на импорт. Во втором — мировая цена уменьшается на величину затрат, необходимых для выхода на внешний рынок (транспортные издержки и налоги на экспорт).

Различия в налогообложении продукции, поставляемой на внутренний и внешний рынок. Для предприятия-производителя важным является соотношение чистого дохода (прибыли от реализации единицы продукта, оставшейся после уплаты налогов), получаемого от про-

дажи продукции на внешнем и внутреннем рынках. Учитывая различия в налогообложении средств от реализации продукции на внутреннем и внешнем рынках, можно определить цену соответствия мирового и внутреннего рынка как цену, обеспечивающую производителям на внутреннем рынке такой же чистый доход, как и при экспорте эквивалентного объема продукции. В качестве номинальных оценок чистого дохода от реализации продукции на внутреннем рынке может быть принята чистая прибыль предприятия.

Различия номинальных (расчетных) и реальных оценок доходов, определяемых кризисом платежеспособности внутри страны и сложившейся практикой налогообложения экспорта. При анализе сравнительной выгодности поставок продукции на экспорт и на внутренний рынок следует различать номинальные и реальные оценки получаемых финансовых результатов. Несовпадение реальных и номинальных финансовых поступлений определяется предоставлением льгот широкому кругу экспортеров, включая полное освобождение от уплаты таможенных пошлин, а также различиями в платежеспособности потребителей в различных сегментах внешнего и внутреннего рынков (в частности, различиями в скорости поступления этих средств, а следовательно, и в масштабах их инфляционного обесценения). Так, выручка от экспорта нефти по квотам нефтеперерабатывающих предприятий в 1993 г. практически не облагалась таможенными пошлинами. Величина реальной таможенной пошлины в среднем на тонну проданной нефти составила 1,5 долл. США, или 1,33 экю (вместо «нормативных» 30 экю). В 1994 г. освобождение от вывозной таможенной пошлины значительной части экспортируемых нефти и нефтепродуктов привело к ее снижению до соответственно 59 и 68 % нормативных величин. Таким образом, освобождение от экспортной пошлины резко увеличивает эффективность экспорта по сравнению с поставками на внутренний рынок.

Значительный аналитический интерес представляет оценка «реальной внутренней цены нефти» с учетом неплатежей и инфляционного обесценения задолженности потребителей. В каждый конкретный отрезок времени такая реальная цена может быть определена как соотношение фактического объема отгруженной продукции и объема поступивших на счет поставщика средств за реализованную продукцию. В связи с задолженностью потребителей реальные средние цены будут отличаться от заявленных. Так, в среднем за 1993 г. отношение реальных цен к заявленным по объединению «Башнефть» составило 55 %, АО «Ноябрьскнефтегаз» — 57 %, АО «Пермьнефть» — 67 %.

Если не учитывать кризиса платежеспособности на внутреннем рынке и фактически действующую практику налогообложения экспорта, то цена, обеспечивающая номинальную эквивалентность

чистого дохода от поставок на внутренний и внешний рынки, не предопределит их реальную равновыгодность для производителей и необходимых гарантий удовлетворения внутреннего спроса.

Различия между сложившимся уровнем обменного курса рубля к доллару и соответствующим паритетом покупательной способности. Принципиальным методическим вопросом является выбор коэффициента для оценки рублевого эквивалента цен мирового рынка. К существенно различным результатам приводит использование текущего обменного курса рубля к доллару и паритета покупательной способности (ППС) валют (табл. 14).

Таблица 14. Альтернативные оценки покупательной способности рубля и доллара и официальный обменный курс, руб./долл.

	1990 г.	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.
Европейская программа сопоставлений	0,53	1,24	19,9	196	
Госкомстат России	0,52	1,15	19,4	194,3	858,8
Статистическое ведомство Австрии	0,61	1,33	21,88	217	
Официальный курс	0,58	0,58	200	932	2203

Примечание. Наиболее авторитетными можно считать расчеты ППС, осуществляемые Государственным статистическим ведомством Австрии — центральной страны «европейской звезды» II группы Программы международных сравнений (ПМС) ООН, которые основаны на прямом сопоставлении рубля и австрийского шиллинга и индексном методе расчета ППС рубля и доллара. Источник: [9].

Различие между ППС и валютным курсом показывает степень точности оценки экономического потенциала страны. Разрыв между ППС и валютным курсом, характерный для России, свидетельствует, что в среднем по народному хозяйству при переводе цен товаров в иностранную валюту российские товары и услуги значительно недооцениваются (в 4–5 раз по условиям 1993 г. и в 2–3 раза — 1994 г.). Таким образом, оценка уровня эквивалентности цен энергоносителей на мировом и внутреннем рынках с использованием обменного курса существенно его завышает применительно к сложившимся условиям (пропорциям) товарообмена энергетических и неэнергетических отраслей. Следует отметить также возможность выбора в качестве объекта сопоставления не самих цен мирового рынка, а соответствующих ценовых пропорций.

Следовательно, допустимые варианты методики исчисления уровня мировой цены, соответствующего экономике России, определяют неоднозначность оценок того уровня внутренних цен, который в рамках данного подхода может приниматься в качестве ориентира ценовой политики (табл. 15).

Реальный опыт ценообразования на рынках энергии развитых стран свидетельствует об отсутствии универсально действующего

закона «соответствия цен внутреннего и мирового рынков». Важнейшим фактором, определяющим уровень цены энергоресурсов на внутреннем рынке, стал уровень налогообложения. В свою очередь, политика налогообложения является одним из примеров тех опосредующих механизмов, которые обеспечивают коррекцию уровней цен и ценовых пропорций «мирового рынка» с учетом особенностей экономической ситуации в каждой конкретной стране. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), размах вариации (разность максимального и минимального значения, отнесенного к средней величине) фактических цен импорта нефти по значительной группе стран — членов Организации экономического сотрудничества и развития в четвертом квартале 1994 г. равен 11 %. Аналогичная характеристика вариации уровней внутренних цен на бензин в этих странах под действием различий в уровне налогообложения достигала 95 %, т. е. была почти в 9 раз выше. Соответствующие характеристики составляли 16 и 113 % в третьем квартале 1992 г. и 10 и 105 % во втором квартале 1995 г.

Политика налогообложения является важнейшим составным элементом социально-экономической политики государства. Ее содержание определяется в процессе рассмотрения широкого круга проблем экономического и социального развития, т.е. за рамками собственно экономики энергетики, и имеет ярко выраженные национальные (страновые) черты. Это означает, что и в России ориентиры ценовой политики должны определяться в контексте анализа конкретных проблем экономического развития, т.е. быть согласованными с содержанием экономической политики в целом.

Социально-экономический контекст анализа проблем ценовой политики в отраслях энергетического сектора. Оценка возможностей энергосбережения — ключевой вопрос, определяющий политику в сфере энергетики. Народное хозяйство России значительно отстает по уровню энергетической эффективности от развитых стран. Однако перспективная динамика энергоемкости определяется не самим этим теоретическим потенциалом, который и в ретроспективе всегда был достаточно высок, а ходом реальных процессов структурной, технологической и организационно-хозяйственной перестройки народного хозяйства.

В ретроспективе высокие объемы внутреннего энергопотребления при низких ценах на энергию служили структурным дополнением и компенсировали низкий качественный уровень техники и технологий гражданских отраслей народного хозяйства, их избыточную материало- и энергоемкость. Это являлось платой за экономический рост в условиях значительной дифференциации отраслей по качеству используемых ресурсов. Высококачественные ресурсы концентрировались в оборонном секторе, а развитие гражданского сектора экономики основывалось

на ресурсах низкокачественного уровня. Высокая энергоемкость производства была следствием не только низких цен на энергию. Это было неизбежным в условиях специфического режима поддержания относительной структурно-технологической сбалансированности народного хозяйства, когда основная часть качественных ресурсов развития шла на достижение внеэкономических (оборонных) целей.

Таблица 15. Варианты оценок соотношений цен мирового и внутреннего рынков России по условиям 1994 г.

Варианты методики оценки цены внутреннего рынка, соответствующей мировой	Нефть	Бензин	Дизельное топливо	Мазут	Природный газ
Прямой пересчет мировой цены, тыс. руб.					
по обменному курсу	236	300	262	182	170
по ППС	92	117	102	71	66
Внутренняя цена к мировой, %					
при использовании обменного курса	39	110	105	58	32
при использовании ППС	100	282	268	148	82
Пересчет внутренних цен по методике net-back price (тыс. руб.)					
по обменому курсу	103	104	119	35	141
по ППС	40	41	46	14	55
Внутренняя цена к мировой, %					
при использовании обменного курса	89	316	230	300	39
при использовании ППС	229	811	590	770	99
Пересчет экспортной цены нефти по методике netback price и расчет остальных цен на основе переноса ценовых пропорций мирового рынка, тыс. руб.					
по обменному курсу	103	131	114	79	74
по ППС	40	51	44	31	29
Внутренняя цена к мировой, %					
при использовании обменного курса	89	252	239	133	74
при использовании ППС	229	650	617	342	190

Примечание. При расчетах принималось, что дополнительные затраты на транспортировку нефти, входящие в экспортную цену, равны 20 долл./т, нефтепродуктов — 30–35 — долл./т, природного газа — 10 долл./тыс. куб. м; экспортные пошлины приняты равными 30 экю/т для нефти и дизельного топлива, 40 экю/т — для бензина, 8 экю/т — для мазута, 5 экю/тыс. куб. м — для природного газа.

Признание активизации энергосбережения как стратегического приоритета не тождественно оптимистической оценке его реализации в ближайшей и среднесрочной перспективе. Перевооружение народного хозяйства на энергоэкономную технику потребует значительного времени. В среднесрочной перспективе технологическому энергосбережению препятствует инвестиционный кризис и отсутствие реальной машиностроительной базы. Структурное энергосбережение потребует кардинального изменения сложившегося в российской экономике механизма поддержания относительного структурно-технологического равновесия и объективно относится к долговременной перспективе.

Теоретическая схема, в соответствии с которой осуществлялась политика радикальной экономической реформы, может быть сведена к следующему. Либерализация цен в совокупности с повышением цен на энергоресурсы до мирового уровня должны изменить относительную структуру цен, обеспечить жесткую селекцию наиболее жизнеспособных и эффективных предприятий и привести к позитивным изменениям в отраслевой и технологической структуре производства. Таким образом, политика реформ исходит из того, что изменение относительных цен ресурсов является побудительным мотивом к изменению технологии.

Бесспорно, формирование технологических пропорций различных производственных факторов в экономике в значительной мере обусловлено ценовым фактором. Вместе с тем на практике осуществление технологических сдвигов, обеспечивающих адаптацию экономических субъектов к изменениям в структуре относительных цен производственных ресурсов, невозможно без определенных материальных и финансовых предпосылок. В частности, требуется либо наличие на рынке средств производства технологий, отвечающих новым ценовым соотношениям, либо период времени, в течение которого эти технологии могут быть созданы и начата их эксплуатация. Это подтверждает опыт адаптации развитых стран к резкому росту цен на нефть и другие энергоресурсы в начале 70-х годов (первый нефтяной шок). В частности, в США после 1973 г. в течение как минимум двух лет изменение энергоемкости ВВП происходило в полном соответствии с тенденциями, имевшими место до кризиса.

Российская экономика с ее отраслевой и региональной структурами, составом и качеством технологий, заработной платой, а следовательно, и уровнем издержек и рентабельности формировались в совершенно иных финансовых условиях. Структурная, инвестиционная и технологическая политика в течение двух-трех последних десятилетий были ориентированы на относительно дешевое топливо и сырье, сравнительно низкие транспортные издержки и т.д. С началом реформ была нарушена сопряженность (согласованность) материальных и финансо-

вых условий производства, свойственная прежнему режиму экономического развития.

Быстрые масштабные сдвиги в структуре цен, рост цен сырьевых и энергетических ресурсов, деструктивные последствия которого могли бы быть компенсированы лишь при условии столь же значительного роста эффективности их использования в народном хозяйстве, не отвечали адаптационным возможностям экономики. Предприятия не имели ни времени, ни материальных и финансовых возможностей перестроить свое производство.

Вследствие резкого скачка цен после их либерализации были обесценены сбережения как предприятий, так и населения. Переоценка основных фондов отставала от роста цен на инвестиционные ресурсы. Основная часть предприятий имеет чрезвычайно низкий реальный уровень рентабельности. В результате, предприятия, особенно обрабатывающих отраслей, в значительной степени лишились возможностей инвестирования и сколько-нибудь серьезного обновления своего производственного аппарата. Таким образом, либерализация ценообразования была осуществлена в условиях, которые объективно ограничивают возможности конструктивной (технологической, структурной) адаптации хозяйственных субъектов к росту относительных цен на сырьевые и энергетические ресурсы за счет повышения эффективности их использования.

Рост относительных цен на энергоресурсы является необходимым, но не достаточным условием активизации процессов энергосбережения в народном хозяйстве. Инвестиционный кризис и общая неопределенность перспектив экономического развития как на макро- так и на микроуровне сводит на нет стимулирующее значение повышения относительных цен на энергию.

Следует исходить из того, что эффективная адаптация не является единственным, неизбежным и безальтернативным исходом любой политики изменения ценовых (финансовых) пропорций. Стимулы, создаваемые ростом относительных цен на энергию, несмотря на их позитивную направленность, могут привести не к росту эффективности энергопотребления, а к серьезным деструктивным последствиям для национальной экономики в целом.

Таким образом, логические схемы, в рамках которых определяются ориентиры политики ценообразования в энергетическом секторе, должны включать реально существующую взаимообусловленность энергетики и экономики и вариантность (неединственность) экономической и энергетической политики и соответствующих им итогов развития национальной экономики.

Взаимообусловленность — зависимость целевых установок и инструментов реализации энергетической политики от особенностей текущей и перспективной воспроизводственной ситуации в народном хозяй-

стве в целом. И наоборот, зависимость возможных итогов экономического развития (темпов экономического роста, направленности сдвигов в структуре национальной экономики, характера приобретенных и потерянных сравнительных преимуществ, составляющих потенциал будущего развития) от выбора конкретного содержания энергетической политики.

Вариантность — необходимость рассмотрения нескольких возможных сценариев развития процессов адаптации экономики к росту относительных цен на энергию — дает возможность:

– определить упрощенные схемы как основанные на оптимистическом сценарии развития и использующие «сильную» гипотезу о возможности развертывания эффективной структурно-технологической адаптации уже в краткосрочной перспективе. Причем в рамках этого сценария ни материально-вещественные, ни финансовые, ни институциональные проблемы, связанные с такой перестройкой национального хозяйства, в явном виде не рассматриваются;

– поставить вопрос об оценке возможных народнохозяйственных последствий повышения относительных цен на энергию в реально складывающейся в России воспроизводственной ситуации. Она объективно ограничивает возможности конструктивной адаптации и провоцирует дальнейшее обострение материально-финансовой несбалансированности и деструктивные процессы (инфляция, неплатежи, спад производства).

Политика развития отраслей энергетического сектора должна определяться тем, что эта сфера выполняла и может еще продолжительное время выполнять более общую воспроизводственную функцию, чем непосредственное удовлетворение энергетических, сырьевых и экспортных потребностей народного хозяйства. Важное значение имеет выбор конкретного варианта экономической политики с учетом объективно существующего механизма взаимообусловленности усилий по стабилизации экономической ситуации в энергопроизводящих отраслях и в других секторах народного хозяйства. Этот выбор может осуществляться, исходя из имеющихся конъюнктурных возможностей встраивания в сложившуюся систему мирохозяйственных связей или из установки на сохранение структурообразующего ядра экономики, внутреннего экономического потенциала как предпосылки перехода от кризисного спада к позитивному экономическому развитию.

В первом случае акцент может быть сделан на стабилизацию и опережающее (а также, в известной степени, и автономное, не связанное с остальными секторами экономики) развитие энергетических и сырьевых отраслей, ориентированных на экспорт своей продукции. Этот вариант предполагает импорт материалов и технологий, крупномасштабное привлечение иностранного капитала. Энергетический сектор

рассматривается здесь в качестве «локомотива экономического развития». Допускается в качестве рационального «шоковое» изменение сложившегося режима структурного сопряжения энергетики и экономики, а также значительный рост относительных цен на энергоресурсы. Резкое изменение в режиме энергообеспечения рассматривается как фактор, стимулирующий «естественный отбор» эффективных хозяйственных субъектов. Экономическая политика в целом в значительной мере подчинена целевой установке на мобилизацию того экономического потенциала, который свойствен отраслям энергетического сектора как производителям «конвертируемых» ресурсов.

Во втором случае энергетический сектор рассматривается как важнейший «компенсатор» кризисных явлений и один из факторов общеэкономической стабилизации. При этом режим энергообеспечения экономики не должен стать дополнительным фактором, усугубляющим экономический спад. Скорость трансформации режима структурного сопряжения энергетики и экономики, темп изменения относительных цен на энергоресурсы должны определяться с учетом реальных возможностей активизации энергосбережения. Содержание энергетической политики здесь подчиняется целевым установкам и содержанию политики стабилизации и структурно-технологической перестройки экономики в целом.

Литература

1. Российский статистический ежегодник. — М.: Госкомстат России, 1991, 1992, 1993.

2. Транспорт и связь Российской Федерации. Статистический сборник. — М.: Госкомстат России, 1995.

3. Цены в Российской Федерации. Статистический сборник. — М.: Госкомстат России, 1995.

4. Социально-экономическое положение России. Ежемесячный обзор. — М.: Госкомстат России, 1993, 1994, 1995.

5. Россия. Экономическая конъюнктура. — М.: Центр экономической конъюнктуры, 1992, 1993, 1994, 1995.

6. Обзор экономики России. Основные тенденции развития. Ежеквартальный доклад. — М.: Прогресс-академия, 1994,1995.

7. Периодические издания за 1994–1995 гг.: Проблемы прогнозирования, Нефтяное хозяйство, Российский нефтяной бюллетень, Нефть России, Газовая промышленность, Уголь, Электрические станции, Энергетическое строительство, Финансовые известия, Коммерсант Daily, Коммерсант-Weekly, Экономическая газета (Развитие), Деловой мир/Business World, Бизнес МН и др.

8. Информационные материалы правительства РФ, Минэкономики РФ, РАО ЕЭС России, РАО Газпром, ГК Росуголь, ИнфоТЭК — Консалт и др.

9. Россия в мировой экономике начала 1990-х годов. Межстрановой сравнительный анализ. — М.: И МЭМ О РАН. 1995.

Экспортная политика России на мировых энергетических рынках[12]

Значение экспорта энергоресурсов для экономики России. Экспорт энергетических ресурсов традиционно является одним из основных валютных источников России (рис.1). В значительной мере с ними связаны возможности поддержки отечественной экономики, нуждающейся в крупномасштабных финансовых поступлениях. Можно обоснованно полагать, что стратегия внешней торговли большими объемами энергетических ресурсов сохранится на длительный период как приоритетная задача российской экономической политики.

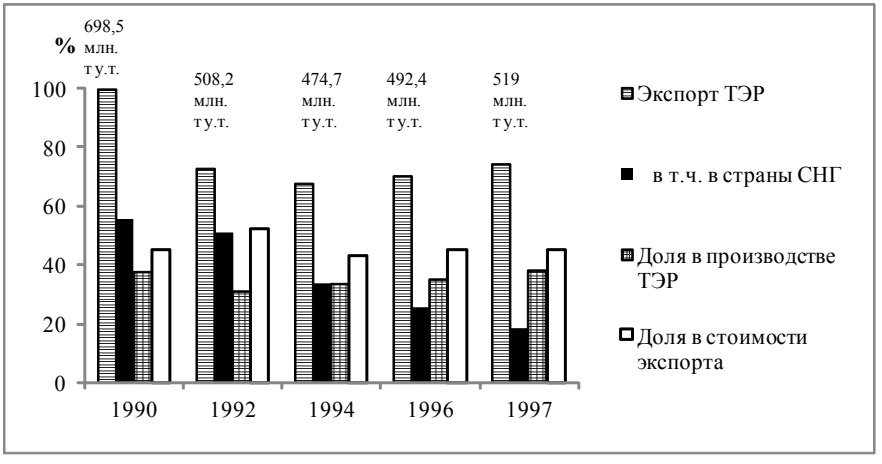


Рисунок 1. Экспорт энергетических ресурсов России в 1990–1997 гг.

В 1997 г. экспорт энергоресурсов составил около 35 % от производства энергетических ресурсов в стране[13]. На экспорт были направлены примерно 42 % добываемой в стране нефти, 33 % газа, около 10 % угля и 2,5 % электроэнергии. В 1997 г. валютная выручка от экспорта энергоресурсов составила около 40,3 млрд. долл., в том числе более 31,3 млрд. долл. было получено на рынках стран дальнего зарубежья и Балтии. Это обеспечило свыше 45 % поступлений от экспорта. Следующая по значимости статья российского экспорта — торговля черными и цветными металлами — в 1996 г. дала всего 14,2 млрд. долл., или 16,3 %. Импорт энергоресурсов весьма ограни-

[12] Ж. «Проблемы прогнозирования», № 2, 2000. Соавтор Синяк Ю.В.

[13] Учет потребления энергоресурсов самим энергетическим сектором для обеспечения экспорта увеличивает эту величину до 44–45 %.

чен и связан с локальными интересами отдельных регионов. По стоимости он не превысил 2 млрд. долл. [2].

Несмотря на непопулярность, ресурсную ориентацию российского экспорта заменить пока нечем. Скорее всего, такое положение сохранится до тех пор, пока Россия не выйдет из стадии экономических реформ, не восстановит свой потенциал и не начнет развивать экспорт наукоемкой продукции.

Реформируемая экономика России в 90-х годах провозглашена открытой. Это сделало ее связанной с положением на мировых энергетических рынках, прежде всего нефти и природного газа. Масштабы потребления энергии в мире, динамика спроса и предложения на основных сегментах мирового рынка энергоресурсов, текущие и долгосрочные тенденции ценовой и инвестиционной политики в энергообеспечении уже стали значимыми компонентами, учитываемыми при определении внутренней экономической политики страны.

События последнего времени в мировой экономике привели к резкому падению цен на сырую нефть. Это оказало ощутимое влияние на финансовое положение России, повысило политические и экономические риски. Концентрация добычи нефти и газа в ограниченном числе удаленных районов при протяженных транспортных системах их доставки до основных центров потребления внутри страны и на экспорт значительно увеличила зависимость безопасности российской экономики от технического и организационно-хозяйственного состояния нефтегазового комплекса.

Экономические трудности привели к свертыванию российского влияния на ее традиционных энергетических рынках. Геоэкономические позиции России, которые до недавнего времени считались достаточно прочными в Закавказье и Средней Азии, подвергаются устойчивому давлению в связи с событиями вокруг каспийской нефти и планам сооружения новых транспортных коридоров для нефти и газа. В то же время новым стратегическим направлением массового экспорта российских энергоресурсов становятся в перспективе страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Все это делает необходимым иметь долгосрочную экспортную стратегию страны, направленную на поддержание высокой доходности экспорта энергоресурсов при безусловном решении задач обеспечения внутренних потребностей национальной экономики топливом и энергией.

Неустойчивость спроса и предложения, острая конкуренция стран-экспортеров, динамичность цен на мировых рынках энергоресурсов постоянно формируют новые экономические ситуации и геополитические расстановки. Они должны систематически отслеживаться и оцениваться Россией в рамках стратегии ее поведения на мировых энергетических рынках.

Факторы, влияющие на стратегию России по экспорту энергоресурсов[14]**.** Ожидается, что мировое потребление первичной энергии в первой половине XXI в. будет возрастать с темпом существенно ниже, чем темп экономического развития. К 2020 г. мировое потребление энергии может достигнуть 10–17 млрд.т нефтяного эквивалента (н.э.), а к 2050 г. увеличится до 12,5–26,0 млрд.т н.э. по сравнению с 8,7 в 1990 г. При этом быстрее будет расти потребление энергии в развивающихся странах. Если на долю развитых стран в 1990 г. приходилось около 42% мирового потребления энергии, то ожидается, что к 2020 г. оно снизится до 35–40%, а в 2050 г. составит 21–27%. В первую очередь это связано с энергосбережением и техническим прогрессом в энергоиспользовании, а также с переводом энерго- и экологоемких производств из развитых в развивающиеся страны.

Быстрое перемещение центра тяжести энергетических проблем из развитых в развивающиеся страны может привести к заметной перестановке сил на политической арене мира. Но развивающиеся страны пока недостаточно подготовлены к новой для них ситуации. Они слабо обеспечены видами энергии, произведенными на собственной территории; у них существует большая дифференциация в разведанности запасов природных энергоресурсов, отсутствует собственное производство эффективного энергетического оборудования, крайне мало национальное научное и инженерное обеспечение и т.п.

Существует большое разнообразие оценок перспективной структуры спроса на энергию. Наиболее умеренные (консервативные, не обязательно достоверные или оптимальные) прогнозы предполагают, что до 2020–2030 гг. около 50% мирового энергопотребления будет обеспечиваться жидким и газообразным топливом.

Добыча нефти в мире приближается к 3,5 млрд.т в год. Более 40% мировой добычи приходится на ОПЕК (в том числе 29,2% на страны Ближнего Востока); около 25% нефти добывается в развитых странах (без стран бывшего СССР), в том числе США 11,4%, в Европе 9,8%. Быстро растет добыча в Южной и Центральной Америке (9,3%) и Китае (4,7%).

Доля России в мировой добыче в последнее десятилетие сократилась более чем в 2 раза, до 9% (1996 г.). Международные эксперты считают, что пик добычи нефти в России был пройден в конце 80-х годов. Поэтому рост добычи нефти в стране может быть лишь весьма умеренным: к 2015 г. он в лучшем случае достигнет уровня начала 90-х годов. По оптимистическим оценкам возможный прирост добычи нефти в России к этому времени составит 75–125 млн.т Ожидается, что в странах СНГ основной прирост нефтедобычи будет происходить в Казахстане, Азербайджане и Туркменистане.

[14] Некоторые аспекты этой работы опубликованы в [3] и более подробно – в [4].

Мировая добыча природного газа достигла в 1996 г. свыше 2,2 трлн. м^3. Можно ожидать, что спрос на природный газ в мире сохранится стабильно высоким в течение длительного времени. Россия продолжает сохранять свое лидирующее положение, хотя ее доля сократилась с 30% в 1990 г. до 25% в 1996 г. Второе место занимает США с примерно 25% мировой добычи. В остальных регионах мира добыча газа заметно уступает этим двум гигантам. На долю Европы приходится всего около 13%, хотя в последние годы здесь наблюдаются значительные приросты добычи газа. Однако можно ожидать, что уже в начале XXI в. собственная добыча газа в Европе начнет сокращаться. Страны Ближнего Востока, располагающие большими запасами природного газа, будут медленно наращивать его добычу. Из-за удаленности от основных центров потребления значительное увеличение добычи газа здесь возможно лишь при возникновении трудностей у России в обеспечении им Европы и, в будущем, стран АТР.

Геополитические проблемы развития мировой энергетики стали предметом внимания около четверти века назад. Энергетический кризис 1972–1973 гг. дал импульс ряду исследований перспектив развития мирового энергохозяйства и энергетических технологий. На первом этапе центральными были вопросы долгосрочной обеспеченности мирового хозяйства доступными и дешевыми энергоресурсами. Довольно быстро было доказано, что теоретически человечество располагает практически неисчерпаемыми запасами энергоресурсов, а первоочередное значение имеют затраты на их освоение и доставку к потребителю. В последнее десятилетие к стоимостным факторам добавились приоритеты, связанные с сохранением окружающей среды и здоровья людей. Они заставили по-новому оценить потребности в энергии и обеспеченность их отдельными видами энергоресурсов. Современные прогнозы утверждают, что в ближайшие десятилетия универсальным энергоресурсом останется жидкое топливо, а наиболее привлекательным по выявленным запасам и экологическим требованиям — природный газ. Поэтому их перспективы являются приоритетными направлениями всех без исключения исследований по мировой энергетике.

Оценка мировых запасов природной нефти принципиальна для развития мирового энергетического хозяйства, поскольку определяет возможности добычи, емкость рынков и цену нефти. Она характеризуются данными, представленными в табл. 1.

За последние десять лет запасы нефти выросли на 70% и существенно обогнали рост ее потребления, которое увеличилось всего на 15%. Более чем в 2 раза выросли запасы в странах Ближнего Востока и более чем в 3 — в Южной и Центральной Америке. Одновременно сократились запасы нефти в странах СНГ и Европы. В настоящее время почти 2/3 мировых разведанных запасов нефти приходится на Ближней Восток

(91,6 млрд. т). Остальные распределены равномерно между регионами мира кроме Европы. На ее долю приходится всего 2% мировых запасов нефти. Обеспеченность разведанными запасами как отношение разведанной величины запасов к годовому объему добычи в целом по миру составляет около 42 лет.

На основе этих оценок в последнее время сделаны пессимистические прогнозы, согласно которым добыча традиционной нефти достигнет своего пика уже через 10–15 лет, затем начнет снижаться и к 2025 г. сократиться наполовину[15]. Для компенсации такого падения потребуется переход к использованию нетрадиционных нефтей и заменителей нефти и нефтепродуктов, получаемых из природного газа и угля. Это приведет к росту мировых цен на нефть в будущем; к нему следует готовиться заранее.

Таблица 1. Оценки мировых запасов сырой нефти, млрд.т.

Категория ресурсов	Минимальные	Средние	Максимальные
Традиционная нефть	215	248	305
В том числе:			
накопленная добыча	100	110	115
Запасы:			
разведанные	95	110	135
неоткрытые	20	28	55
Газовый конденсат	20	27	68
Нетрадиционная нефть*	41	95	163
Остаточные запасы нефти и газового конденсата	176	260	421

* *Включает нефть, добыча которой невозможна при современной технологии. К ним относятся также вязкие нефти (бассейн р. Ориноко в Венесуэле) и нефтяные пески (бассейн р. Атабаска в Канаде). Источник: [5].*

Основной недостаток таких квазиалармистских прогнозов состоит в недооценке роли новых технологий, способных существенно повысить коэффициент извлечения нефти, сократить затраты на ее разведку и добычу или переработку нетрадиционных нефтей. Новые технологии позволят сдемпфировать темпы исчерпания запасов дешевой нефти, которая явилась рычагом экономического развития мира в течение всего XX в. В ближайшие десятилетия вряд ли следует ожидать резкого сокращения добычи нефти, но оно возможно в середине XXI в. В то же время состояние мирового рынка нефти будет зависеть от политических рисков

[15] Это утверждение в первую очередь справедливо для дешевой нефти, запасы которой действительно истощаются.

в регионах с основными запасами нефти и геополитических стратегий ведущих стран мира.

Согласно большинству прогнозов добыча нефти в мире будет возрастать в течение нескольких десятилетий, особенно в странах ОПЕК. Ожидается, что доля стран Персидского залива увеличится с 26,4% (1995 г.) до 37–46% (2015 г.) [6]. Это связано как с объемами разведанных здесь запасов нефти, так и низкими затратами на ее разведку и добычу. По ряду американских данных, разведка в странах ОПЕК обходится менее 4 долл./барр., тогда как в США она составляет более 4,5 долл./барр., в Западной Европе — свыше 5 долл., в Канаде превышает 6 долл. [7]. В России эти затраты еще выше, учитывая условия в основных перспективных районах нефтедобычи.

Большой прогресс достигнут в технологии добычи нефти. В результате в 1993–1998 гг. удельные капиталовложения в добычу нефти на шельфе Северного моря сократились на 70%, а эксплуатационные затраты снизились вдвое [8]. Компания British-Borneo Petroleum Syndicate PLC в 1998 г. планировала начать добычу на глубоководной платформе стоимостью 85 млн. долл. при годовой добыче около 1,75 млн.т нефти, или всего 48,6 долл./т. Для сравнения: компания Shell еще в 1994 г. затратила на аналогичную платформу в Мексиканском заливе 1,2 млрд. долл. для добычи 2,3 млн.т в год., т.е. более 520 долл./т, или почти в 11 раз дороже. Большинство нефтедобывающих компаний считает, что новые проекты окупаются при цене нефти до 15 долл./барр. По оценкам норвежской компании Norsk Hydro, пороговой ценой рентабельности на шельфе Северного моря являются 12 долл./барр. Снижается и размер запасов, при которых становится рентабельной разработка малых месторождений. Если еще недавно было нецелесообразно добывать нефть при запасах менее 11 млн.т то последние достижения в сооружении платформ снизили эту границу до 4 млн.т или почти в 3 раза. В ближайшие годы ожидается рост коэффициента извлечения нефти, который сегодня в среднем по миру составляет около 35%. Метод компания Amoco Corp. позволяет увеличить его до 70%.

Спрос на сырую нефть формируется на трех крупных рынках. Около 30% мировой добычи нефти поступает в Северную Америку (986,3 млн.т в 1996 г.). Второй рынок образуют страны АТР (26,8%), в том числе Япония (8,1%), Китай (5,2%) и Южная Корея (3,1%). Третий находится в Европе, где потребляется свыше 22% мировой добычи нефти. На мировом рынке обращается около 57% всей добычи сырой нефти, создавая огромные межрегиональные потоки. Ожидается, что к 2010–2020 гг. мировая торговля нефтью возрастет еще на 75–80% по сравнению с 1995 г. При этом прирост импорта нефти развитыми странами к 2015 г. увеличится на 425 млн.т или на 35%; развивающимися странами — на 875 млн.т, т.е. в 2,8 раза. Согласно прогнозам, основной прирост спроса будет обеспе-

чиваться странами ОПЕК (93%), прежде всего из региона Персидского залива. В результате доля ОПЕК в мировой торговле нефтью возрастет с 69 до 79% к концу периода. По оценкам международных экспертов, страны СНГ могут увеличить экспорт нефти в 1,6 раза: с 130 млн.т в 1995 г. до 210 млн.т в 2015 г.

Увеличение роли стран ОПЕК, особенно Саудовской Аравии, вызывает большие опасения у аналитиков мирового рынка нефти и ряда политиков. В этом они видят возможность возникновения нового глобального нефтяного кризиса, подобного кризису 1973 г. По имеющимся теоретическим оценкам, когда доля любого картеля в мировом производстве достигает более 40%, у участников картеля возникают соблазны нарушить равновесие за счет повышения цен. Сейчас доля ОПЕК вновь приближается к этому «критическому» уровню. Поэтому положение на мировом рынке нефти остается напряженным и плохо прогнозируемым. Многое здесь зависит от политической ориентации Саудовской Аравии и стабильности правящего режима в этой стране.

Мировые разведанные запасы природного газа достигли к концу 1996 г. 141 трлн.м^3. Они увеличились более чем в 2 раза по сравнению с 1976 г. Из них 10% приходится на развитые страны, 40% — на страны бывшего СССР (на Россию — 34,4%), а остальные 50% — на развивающиеся страны. Около трети мировых запасов находится в странах Ближнего Востока (Иран, Катар, ОАЭ). «Традиционные» запасы газа приблизились к запасам традиционной нефти (90% в 1996 г. по сравнению с 70% в 1976 г.).

В настоящее время около 20% мировой потребности в природном газе удовлетворяются за счет импорта. При этом доля импорта в США составляет около 13%, в странах Европы — 60%, Японии — практически все 100%. Более 75% импортируемого газа поступает по газопроводам; остальной — в сжиженном виде. В последние десятилетия рынки природного газа были наиболее интенсивно развивающимися. Это связано прежде всего с экологическими требованиями, жестко предъявляемыми сегодня к энергоресурсам, и значительной ресурсной базой. Технологические успехи обусловили заметное снижение затрат на разведку и разработку газовых месторождений. В ближайшие десятилетия будут доминировать три основных развивающихся региональных рынка природного газа — США, Европа и часть АТР (Япония, Южная Корея и Китай). Европа и Япония, не имеющие больших запасов газа, тем не менее быстро наращивают его потребление. Среднегодовые темпы роста потребления газа в этих регионах в 90-е годы составили 4,2–4,3%. Для России, ведущего экспортера природного газа, первостепенное значение в ближайшие годы и перспективе будут иметь два рынка — европейский и тихоокеанский.

Нефть и нефтепродукты. Россия — крупнейший производитель и экспортер нефти в СНГ. Из 156 млн.т экспортированных в 1996 г. из СНГ,

на российскую нефть приходится 126 млн.т или около 84%. Россия также экспортирует свыше 1/3 своих нефтепродуктов. В 1997 г. экспорт составил около 127 млн.т сырой нефти и свыше 60 млн.т нефтепродуктов, или более 60% от объема их добычи в стране.

Экспортный поток российских нефти и нефтепродуктов к настоящему времени принципиально поменял свое направление. В 1997 г. почти 90% экспорта жидкого топлива приходилось на страны дальнего зарубежья по сравнению с 1993 г., когда более 50% российской нефти и почти 18% нефтепродуктов поступили в страны СНГ. Ежегодно не менее 40% поставок нефти в дальнее зарубежье идет по нефтепроводу «Дружба»; остальная часть экспортируется через морские терминалы Черного (Новороссийск, Туапсе, Одесса, Украина) и Балтийского (Вентспилс, Латвия) морей, а нефтепродукты — через Клайпеду (Литва). На остальные порты проходится малая часть нефтяных грузов. Создаются новые российские терминалы на Балтийском море. Это позволит уменьшить зависимости отечественных экспортеров от услуг портов сопредельных стран и снизить затраты на перевалку. Российские черноморские терминалы перегружены и требуют расширения пропускной способности.

Можно ожидать, что в ближайшие 5–10 лет экспорт нефти и нефтепродуктов из России сохранится на современном уровне, но сократится доля нефтепродуктов. Это будет связано с тем, что, во-первых, возрастет внутренний спрос на нефтепродукты (прежде всего, на дизельное топливо) при подъеме отечественной экономики; во-вторых, намечаемое развитие углубляющих процессов на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) приведет к уменьшению выхода мазута и сокращению его экспорта. Доля вывозимых нефти и нефтепродуктов через отечественные порты в ближайшие десять лет существенно возрастет. В 1999–2000 гг. ожидается начало экспорта российской нефти с сахалинского шельфа с развитием до 15–20 млн.т к 2005–2010 гг.

Расширение вывоза нефти через Россию в западном направлении связано также с выходом на мировой рынок двух новых крупных экспортеров — Казахстана и Азербайджана. Рост добычи нефти на месторождении Тенгиз (Казахстан) предполагается довести до 30 млн.т к 2010 г. и далее до 60–65 млн.т Для вывоза этой, а также российской нефти усилиями Каспийского нефтяного консорциума сооружается каспийский нефтепровод от Тенгиза до Новороссийска протяженностью 1200 км. Возможности российских портов на Черном море будут расширены до 75 млн.т в год. Далее нефть в танкерах должна направляться на экспорт через проливы Босфор и Дарданеллы. Первые отгрузки намечены на 2000 гг.

Другой крупный проект связан с экспортом азербайджанской нефти также через Новороссийск. Можно ожидать, что по этому нефтепроводу пойдет лишь часть азербайджанской нефти, а остальная, возможно, будет экспортироваться по нефтепроводам в грузинский порт

Супса, или через Турцию в средиземноморский порт Джейхан. Однако последний вариант зависит от сильной международной поддержки, в первую очередь нефтяных компаний США, из-за высокой стоимости проекта (3,5 млрд. долл.).

Ожидаемое быстрое нарастание потоков нефти через Босфор и Дарданеллы за счет ее экспорта из региона Каспийского моря вызывает большую озабоченность Турции. В этой связи рассматриваются варианты вывоза каспийской нефти, минуя проливы, в том числе по трубопроводу через территорию Болгарии, Греции или Турции в регион Средиземного моря. В варианте экспорта нефти через Джейхан нефтяные потоки будут идти в обход проливов. На этом настаивает турецкая сторона, которая утверждает, что пропускная способность проливов уже исчерпана. Существуют опасения, активно поддерживаемые Турцией, что реализация проектов транспортировки нефти в танкерах по Черному морю приведет к экологическому коллапсу в этом регионе и повлияет на состояние рыболовства и туризма. По некоторым оценкам, только прямые затраты по очистке поверхности моря могут составить несколько сотен миллионов долларов, не считая значительно больших затрат на судебные издержки и экспертизы, которые обязательно возникнут в случае аварии танкеров в водах Черного моря. Обоснование трасс всех этих нефтепроводов сопровождается большой политической игрой. Немаловажное значение в ней имеет стремление определенных сил ограничить влияние России в Черноморье и Закавказье. Поэтому действия России в этих регионах должны быть направлены на то, чтобы не заморозить проекты по расширению пропускной способности черноморских терминалов.

Существуют и другие проекты развития российского экспорта нефти. Предлагается использовать недогруженные мощности конечных участков нефтепровода «Дружба» на территории Польши, Венгрии и Германии. В частности, рассматриваются возможности расширения отводов от нефтепровода в Польше от г. Плоцка до г. Гданьска на Балтийском море и в Хорватии от г. Загреб в адриатический порт Риека (Омисали).

Менее определены во времени проекты экспорта нефти, добываемой в Республике Коми. Здесь рассматриваются два направления вывоза нефти: на нефтяной терминал, сооружаемый под Санкт-Петербургом, и через «северные ворота» в Мурманск.

По оценкам международных экспертов, вывоз сырой нефти по российским нефтетранспортным системам может быть увеличен на 190–200 млн.т в год [10]. Очевидно, что реализация этих проектов будет прямо зависеть от возможностей роста российского экспорта нефти, а также договоренностей с Казахстаном и Азербайджаном о перекачке их нефтей по нефтетранспортной системе России.

Природный газ. Для России наибольший интерес представляют три крупных рынка природного газа: страны СНГ, Европа и АТР. Экспорт

российского газа в отличие от нефти в последние годы медленно растет, несмотря на некоторые заминки с его добычей. В 1997 г. доля экспорта в добыче газа составила 35,2 %. Меняется и направление его экспортных потоков. В страны дальнего зарубежья поступление газа возросло с 51 % в 1992 г. до 60,2 % в 1997 г., а в страны СНГ соответственно сократилось. Российский газ идет пока только в Европу по сети газопроводов «Братство», «Прогресс», «Северное сияние» и «Союз», которые проходят по территории Украины. Газопровод небольшой пропускной способности проложен через Выборг в Финляндию. Идет сооружение морского экспортного терминала сжиженного газа производительностью 300–400 тыс. т/год в Краснодарском крае.

После распада СССР его газоснабжающая система четко разделилась на две зоны: одна включает Россию и европейскую часть СНГ, а также Закавказье; другая — страны Средней Азии и Казахстан. Первая зона ориентирована преимущественно на российский газ и будет обеспечиваться им в перспективе, если не произойдут существенные изменения в экономической политике отдельных стран этого региона. В табл. 2 показаны прогнозные оценки экспорта газа на основе анализа взаимоотношений, сложившихся сегодня со странами европейской части СНГ и Балтии. Можно ожидать, что в перспективе у ряда этих стран будут развиваться интеграционные отношения с Россией. Это будет способствовать росту потоков газа, возможно на льготных условиях.

Вторая зона формируется под воздействием поставок газа из Туркменистана, Узбекистана и, возможно, Казахстана (Карачаганакское месторождение). Суммарно эти страны имеют достаточно ресурсов для обеспечения своего региона газом и его экспорта. Поступление сюда российского газа будет определяться как общеэкономической обстановкой, так и возможностями стран по оплате импорта. Однако в целом перспективы поставок газа из России в страны СНГ можно оценить как весьма скромные.

Таблица 2. Перспективы экспорта российского природного газа в страны европейской части СНГ и Балтии, млрд. $м^3$.

Страна	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Украина	52,9	54,0–55,0	55,0–58,0	58,0–60,0
Беларусь	12,9	16,0–18,0	20,0–23,0	25,0–28,0
Молдова	3,0	3,0–3,5	4,0–4,5	4,2–4,5
Литва	2,5	2,8–3,0	3,5–4,0	3,8–4,0
Латвия	1,2	1,5	2,0–2,5	2,5–3,0
Эстония	0,7	1,0	1,5	1,5
Итого (округленно)	73,2	78,0–82,0	86,0–94,0	95,0–101,0

Существующие мощности газотранспортной системы для снабжения стран СНГ российским природным газом достаточны на всю рассматриваемую перспективу. Стратегия России будет состоять в сохранении своего лидирующего положения. Существенным является стремление на этот рынок Туркменистана, который ведет активную политику по организации экспорта своего газа на Украину. Сделать это вне российской газопроводной системы практически невозможно. Можно надеяться, что Россия сохранит здесь лидирующее положение.

Принципиальное значение для российской экономики имеет экспорт газа в страны Западной Европы. В табл. 3 даны прогнозы чистого импорта газа в этот регион, выполненные на основе работ Международного энергетического агентства (МЭА) [11], с корректировками и дополнениями авторов.

Таблица 3. Ожидаемый чистый импорт природного газа в Западной Европе, млрд. м^{3*}.

Страна	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Австрия	6,0	7,5–7,8	9,0–9,6	10,0–11,5
Бельгия	11,5	13,0–13,3	13,3–13,8	14,0–15,8
Великобритания	0,7	(-4,5)–(-4,9)	(-8)–(-10)	(-8)–(-10)
Дания	-1,7	(-2,8)–(-3,0)	(-1,5)–(-1,9)	1,0–1,4
Германия	58,8	62,5–63,8	65,0–68,4	69,0–72,2
Греция	–	2,0–2,1	2,5–2,7	2,7–2,9
Ирландия	–	2,5–2,8	3,5–4,3	4,5–4,7
Испания	8,3	14,0–14,7	17,0–20,0	23,0–27,8
Италия	31,7	45,0–47,8	52,0–55,5	58,0–66,7
Люксембург	0,7	1,0	1,1	1,1
Нидерланды	-29,3	(-25,0)–(-26,3)	(-22,0)–(-24,8)	(-20,0)–(-23,2)
Норвегия	-27,5	(-36,0)–(-38,3)	(-33,0)–(-38,9)	(-30,0)–(-33,3)
Португалия	–	1,6–1,9	2,5–2,6	2,6–2,9
Турция	6,3	18,0–20,0	22,0–26,0	28,0–30,7
Финляндия	3,2	5,5–5,8	5,8–6,3	6,0–6,9
Франция	30,5	32,0–34,1	35,0–37,4	37,0–40,8
Швейцария	2,4	2,4–2,3	2,5–2,6	2,5–2,6
Швеция	0,8	1,0	1,2	2,5–2,8
ИТОГО (округленно)	102,4	140,0–145,0	165,0–175,0	205,0–225,0

**Рассчитано по [11].*

Можно ожидать, что внутриевропейский экспорт из Великобритании, Дании, Нидерландов и Норвегии будет возрастать лишь до 2005 г.; затем начнется его медленное сокращение. При этом постоянный рост спроса на природный газ в Западной Европе потребует увеличения более чем в 2 раза его чистого импорта к 2010 г. по сравнению с 1995 г. В то же время нельзя исключать и заведомого завышения этих оценок потенциальными импортерами газа для создания устойчивого превышения предложения над спросом. Тем самым достигается сразу несколько целей: создаются резервы газоснабжения и обостряется конкуренция среди экспортеров. Следовательно, появляется возможность усиления давления на цены, повышается безопасность региона за счет диверсификации источников поставок газа. Возможно, реальная потребность в импорте газа будет на 20–25 % ниже.

Существенный рост спроса на природный газ можно ожидать в связи с изменением отношения развитых стран к его сжиганию на электростанциях. Недавно были сняты ограничения по использованию газа в электроэнергетике под влиянием активизации мер по сокращению выбросов углерода в атмосферу. Ожидается, что потребление природного газа на электростанциях Западной Европы утроится к 2015 г., а его доля в их топливоснабжении возрастет до 25 % по сравнению с 10 % в 1995 г.

К числу крупнейших импортеров природного газа — Германии, Италии и Франции к 2010 г. присоединятся Турция и Испания. Вполне возможно, что годовой прирост импорта в этом регионе за каждое пятилетие составит не менее 30–40 млрд. м^3. В странах Центральной и Восточной Европы, очевидно, потребность в чистом импорте природного газа возрастет к 2010 г. примерно в 2 раза по сравнению с 1995 г. (табл. 4). Уже в 1995 г. импорт газа в этот регион превысил уровень 1990 г. Существующие пропускные способности газопроводов, поставляющих газ, здесь близки к исчерпанию или уже исчерпаны. Потребуется сооружение новых транспортных линий с темпом: один газопровод производительностью 15–20 млрд. м^3 примерно каждые пять лет.

Можно ожидать, что на долю России в рассматриваемом приросте чистого импорта придется только его часть. Страны региона проводят активную политику диверсификации своих источников газоснабжения, тогда как до последних лет они ориентировались только на российский газ. Идет интенсивное подключение газоснабжающих систем Венгрии, Чехии и Польши к западноевропейской системе для импорта газа из Норвегии и Нидерландов.

Таким образом, европейский рынок природного газа в период до 2010 г. будет весьма динамичным. В то же время перспективы России на нем следует оценивать как умеренные из-за большой конкуренции со стороны Алжира, Нигерии, Ливии, а с недавних пор — стран Ближ-

него Востока и Средней Азии. В этой связи можно ожидать следующих объемов экспорта природного газа в Европу до 2010 г. (табл. 5). В течение всего периода состояние европейского рынка будет существенно зависеть от политики потребителей, которые могут и будут диктовать свои условия по ценам и квотам поставок газа от разных импортных источников. Для всех экспортеров стоит задача закрепления своих позиций в жесткой конкурентной игре.

Таблица 4. Ожидаемый чистый импорт природного газа в странах Центральной и Восточной Европы, млрд. $м^3$.

Страна	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Болгария	5,0	5,8–6,1	7,0–8,0	9,0–10,0
Венгрия	6,3	8,0–8,3	9,0–10,0	11,0–12,0
Польша	11,0	15,0–16,7	18,0–22,0	25,0–28,0
Румыния	8,0	10,5–11,1	12,0–13,0	15,0–17,0
Словакия	5,3	6,5–6,7	7,0–8,0	9,0–10,0
Чехия	7,3	9,0–10,0	11,0–13,0	15,0–17,0
Итого (округленно)	42,9	55,0–59,0	64,0–74,0	84,0–94,0

На российский газ в 1996 г. приходилось около 3/4 всего экспорта природного газа в Европу. По мнению многих европейских политиков, эта доля слишком велика. Она вызывает определенное беспокойство у ряда европейских стран. В то же время наращивание поставок газа в европейский регион за счет других возможностей хотя и будет, но в целом они ограничены или дороги. Это относится к варианту прокладки газопровода в Турцию из Туркменистана и Ирана, новым газопроводам через Средиземное море из Алжира в Испанию и Португалию и из Ливии на Сицилию. Заметно увеличатся мощности по экспорту в Европу сжиженного природного газа (СПГ). Все эти проекты будут способствовать диверсификации поставок газа и сдерживанию наращивания экспорта российского газа в Европу. Однако Россия сможет сохранить свою доминирующую роль в европейском газовом экспорте. Но следует ожидать, что российский газ на европейском рынке всегда будет рассматриваться как замыкающий. Поэтому условия соглашений на его поставку будут предельно трудными. Можно полагать, что совокупность негативных для российского экспорта факторов приведет к некоторому снижению его доли на европейском рынке. Тем не менее до 2010 г. около 2/3 экспорта природного газа в Европу будут обеспечиваться Россией.

Таблица 5. Возможный вариант сбалансированного обеспечения потребностей Западной, Центральной и Восточной Европы в природном газе до 2010 г. за счет экспортных поставок, млрд. м^3.

	1996 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Потребность в чистом импорте	167	195–204	229–249	289–319
Газопроводы	146	172–181	202–222	257–287
Из России, всего	123,9	145–151	159–175	197–222
Существующие	123,9	132	132	132
Новые:				
Ямал – Европа	–	6–9	10–22	30–50
на Грецию и на Балканы	–	2	5	10
на Турцию	–	5–8	12–16	25–30
Из Алжира, всего	20	27	35	40
Существующие	–	20	20	20
Новые		7	15	20
из Туркменистана и Ирана в Турцию	–	0–3	3–7	10–15
из Ливии в Италию	–	–	5	10
Прочие	2,1	–	–	–
Сжиженный газ, всего	21	23	27	32
Существующие контракты	21	21	21	21
Новые контракты	–	2	6	11

В рассматриваемой перспективе, очевидно, полностью реализуются возможности экспорта по системе газопроводов Ямал — Европа (65–68 млрд. м^3 в год). К 2005 г. начнутся поставки газа в Турцию по трансчерноморскому газопроводу[16] и в умеренных объемах — по новому газопроводу на Балканы, в Болгарию, Грецию и Турцию. В результате будет создано кольцо газопроводов вокруг Черного моря. Это позволит России прочно закрепиться на рынке Турции и других черноморских стран. Туркменистану и Ирану потребуются значительные усилия, чтобы добиться выхода на рынок Европы[17].

После 2010 г. появятся новые возможности по наращиванию экспорта российского газа в Европу. Они будут связаны с ожидаемым

[16] Начато строительство газопровода «Голубой поток» через Черное море, рассчитанного на поставку в Турцию около 16–20 млрд. м^3 ежегодно. Основная цель этого проекта — обеспечить прямую связь с конечными потребителями, минуя страны-посредники (Украину, Румынию, Болгарию), и тем самым сократить затраты на транспорт газа.

[17] Для Туркменистана, Ирана и, возможно, Казахстана, по-видимому, перспективными направлениями потоков природного газа будут южное и восточное — на быстроразвивающиеся рынки Пакистана, Индии, западной и южной частей Китая.

сокращением собственной добычи газа в этом регионе, а также достижением Алжиром предельного объема экспорта газа по ресурсной обеспеченности и из-за роста его собственного потребления. Основными конкурентами России останутся Туркменистан и страны Ближнего Востока.

В ведущих странах АТР, по прогнозам, рост импорта оценивается как двукратный к 2010 г. (табл. 6). Основной прирост импортного потенциала ожидается за счет Китая и Южной Кореи; Япония может увеличить свой спрос на 20%. В целом прирост спроса на газ в этом регионе эквивалентен трем новым газопроводам производительностью 20–25 млрд. $м^3$ в год. При этом следует учитывать, что в настоящее время все поставки газа в регион обеспечиваются сжиженным природным газом. Его доля сохранится существенной и в будущем.

Таблица 6. Ожидаемый чистый импорт природного газа в странах АТР, млрд. $м^3$.

Страна	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Япония*	61,2	65,0–67,1	67,0–70,0	69,0–73,0
Китай**	0,1	9,0–20,0	17,0–25,0	25,0–30,0
Южная Корея***	10,2	13,0–15,0	18,0–23,0	25,0–35,0
Итого (округленно)	71,5	85,0–90,0	100,0–110,0	120,0–140,0

** Оценено по [11].*

*** Спрос оценен по[12, 13]. Собственная добыча газа рассчитана исходя из возможности достижения к 2010 г. 30 млрд. $м^3$ в год.*

**** Импортный потенциал оценен на основе темпов роста годового потребления энергии в 2% и роста доли природного газа в энергетическом балансе страны до 15% к 2010 г. по сравнению с 6% в 1995 г.*

Положение может кардинально измениться уже в ближайшее десятилетие, после осуществления проектов газоснабжения Китая, Японии и Южной Кореи по газопроводам от российских месторождений. Перспективы обеспечения природным газом этих стран АТР показаны в табл. 7.

Оценки сделаны для двух предположений: 1) экспорт СПГ в эти страны сохранится на современном уровне; 2) экспорт СПГ будет расти на 10% каждое пятилетие. При этом весь остаток прироста спроса будет обеспечиваться за счет подачи газа, главным образом, из России — от месторождений шельфа о-ва Сахалин в направлении на Японию и Южную Корею и месторождений Иркутской области через Монголию до побережья Китая и далее на Южную Корею и Японию[18]. Не исклю-

[18] Ведутся подготовительные проработки проекта по прокладке газопровода из Индонезии на азиатский материк для экспорта газа в страны Юго-Восточной Азии и на юг Китая.

чено в дальнейшем создание в этом регионе газопроводного кольца, что повысит надежность газоснабжения и увеличит шансы России на лидерство. Россия имеет реальные перспективы стать ведущей страной в снабжении этой части АТР природным газом по газопроводным системам. В результате Япония и Южная Корея получат более дешевый газ, чем сжиженный, а Китай существенно расширит потребление сетевого природного газа и улучшит структуру своего топливно-энергетического баланса. Очевидно, что начало будет положено газопроводами, идущими от месторождений сахалинского шельфа. Один вариант поставок может пройти через пролив Лаперуза с прокладкой двух параллельных газопроводов по мелководью западного и восточного побережия Японии. Второй — через Хабаровский и Приморский края на Южную Корею и через Цусимский пролив в Японию.

Таблица 7. Оценки экспорта природного газа в страны АТР, млрд. м^3.

	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.
Потребность в импорте	71,5	85–90	100–110	120–140
Газопроводы	–	5	15–33	40–70
из России, всего	–	0–5	15–30	35–60
с о-ва Сахалин в Японию	–	0–5	5–10	10–15
из Иркутской обл. в Монголию, Китай, Южную Корею и Японию	–	–	10–20	25–45
Прочие	–	–	0–3	5–10
Сжиженный природный газ	71,5	85	85–90	75–80

Привлекательны перспективы сооружения газопровода от Ковыктинского месторождения (Иркутская область) через Монголию в восточную часть Китая (побережье Желтого моря, г. Шэньян) с продолжением в Южную Корею и Японию. По оценкам, в Японии в 2005 г. цена сжиженного газа будет составлять 225–240 долл./тыс. м^3, а сетевого газа — 160–180 долл.[19] При затратах на транспорт газа по газопроводу протяженностью около 3 тыс. км примерно 50–60 долл./тыс. м^3 имеются основания считать данный проект весьма эффективным. В дальнейшем это направление может быть усилено за счет подключения других, в том числе юго-западных месторождений якутского и, возможно, западносибирского газа от месторождений восточной части севера Тюменской области.

[19] По данным Института энергетического хозяйства Японии.

В результате доля России в совокупном экспорте природного газа в страны АТР может возрасти к 2010 г. более чем до 1/3. Это вполне допустимый уровень поставок газа в регион, очень чувствительный к диверсификации источников своего энергоснабжения. Успешность в реализации российских проектов газоснабжения будет существенно зависеть от геополитического климата, инициируемого Россией. Необходимо иметь в виду, что потенциальные покупатели российского газа в АТР имеют параллельные проекты с экспортерами сжиженного газа. У России будут хорошие перспективы только в случае отказа импортеров от дорогого (но традиционного для них) сжиженного газа. Поэтому нужна большая энергетическая и экономическая дипломатия по продвижению российского газа в эти страны.

В итоге экспорт природного газа из России в 2000–2010 гг. может быть оценен в следующих объемах (округленно), млрд. $м^3$:

	2000 г.	2005 г.	2010 г.
В страны бывшего СССР	78–82	86–94	95–101
В дальнее зарубежье	145–156	174–205	232–282
Итого экспорт	223–238	260–299	327–383
В том числе:			
из европейской части	223–233	245–269	282–323
из Сибири и Дальнего Востока	0–5	15–30	45–60

Как показал анализ, наши оценки достаточно хорошо согласуются с существующими прогнозами. Так, согласно оценкам Французского информационного центра по природному газу CEDIGAZ, поставки газа в Европу достигнут к 2015 г. 360 млрд. $м^3$, из них 230 в европейские страны и 130 млрд. $м^3$ в страны СНГ. По оценкам института ВНИИГаз, выполненным в 1997 г., общий экспорт газа из России достигнет к 2010 г. 350 млрд. $м^3$, в том числе 232 на европейский рынок и 127 млрд. $м^3$ в страны бывшего СССР [14]. Оба прогноза не упоминают о направлении экспорта природного газа в Китай, Южную Корею и Японию. Это позволяет считать, что общий экспорт газа будет находиться в указанных нами пределах.

Условия предельной эффективности экспорта энергоресурсов из России. Известно, что эффективность любой хозяйственной деятельности прежде всего определяется рыночной ценой товара и затратами на его производство и доставку до потребителя. Общая схема формирования цен на сырую нефть в своем начале строится на оценках спроса и состояния запасов нефти в США как крупнейшего в мире нефтепереработчика и потребителя нефтепродуктов. Это базовые ориентиры для установления цен на бирже NYMEX (New York Merchant Exchange) и определения уровня цен на европейском рынке сырой нефти. Естественно,

что нюансы изменений в спросе и предложении на региональных рынках также учитываются в котировках цен конкретных экспортных нефтей.

На европейском рынке цены на реализуемые на нем нефти устанавливаются по ежедневным спотовым котировкам североморской нефти сорта Брент (Brent). Цена российской экспортной смеси сырых нефтей под названием Юралс (Urals), как правило, ниже цены Brent на 0,5–1,2 долл./барр. (3,6–8,7 долл./т), за исключением случаев повышенного спроса на высокосернистую нефть европейских НПЗ, ориентированных на переработку именно таких нефтей. Реальная цена реализации российской нефти, учитываемая отечественной статистикой ФОБ госграница, заметно ниже ее котировочной цены (рис. 2). О том, как распределяется эта маржа по ее получателям, достоверная информация отсутствует. Это означает, что для государства оценка уровня критической цены российской нефти, при которой ее экспорт становится неэффективным, устанавливается по низкой планке. Соответственно зависимость чувствительности российской экономики от спада цен нефти на мировом рынке заметно возрастает.

До последнего времени цены разовых сделок на нефть (spot market) в основном составляли 18–20 долл./барр. Контрактные цены были, как правило, на 4–5 долл./барр. ниже[20]. Наблюдаемое снижение цен на мировом рынке, начавшееся в конце 1997 г., привело к спаду цены нефти до 10–13 долл./барр. Такой глубокий спад вызван рядом политико-экономических факторов. С целью стабилизации рынка ОПЕК уменьшил квоты по добыче нефти.

Высокие темпы экономического развития в США и ряде развитых стран, оживление экономической конъюнктуры после кризиса в азиатских странах, относительно низкий уровень стратегических запасов жидкого топлива в мире являются достаточно реальными факторами поддержания высокого спроса на нефть и нефтепродукты в ближайшее время. На этом фоне сохранение странами ОПЕК существующих лимитов на добычу нефти неизбежно будет связано с сохранением по крайней мере до весны 2000 г. высоких цен на нефть. В ноябре 1999 г. цена нефти на мировом рынке уже превысила 25 долл./барр. Однако высокая цена нефти не сможет держаться слишком долго. Следует ожидать, что в течение ближайших месяцев она вернется к наиболее вероятному равновесному уровню в размере 15±2 долл./барр.

До недавнего времени считалось, что поддержание средней цены на уровне 20 долл./барр. позволяет отсечь от мирового рынка многих производителей дорогой нефти, главным образом не входящих в ОПЕК. Сегодня эта планка снизилась до 15 долл./барр. в результате

[20] После впечатляющих скачков цен в 1973 и 1979 гг. цены на нефть примерно двукратно упали в 1986 г. Затем они имели слабую тенденцию роста.

прогресса, достигнутого за последние годы в области разведки, бурения и добычи нефти. Увеличение на мировом рынке доли стран ОПЕК с низкими затратами на добычу нефти является фактором, сдерживающим рост ее цен. Это позволяет вытеснить с мирового рынка производителей нефти, для которых невысокая цена не компенсирует затрат на добычу и доставку нефти до потребителей. Сохранение мировых цен на относительно невысоком уровне соответствует политике упрочения положения ОПЕК на рынках нефти.

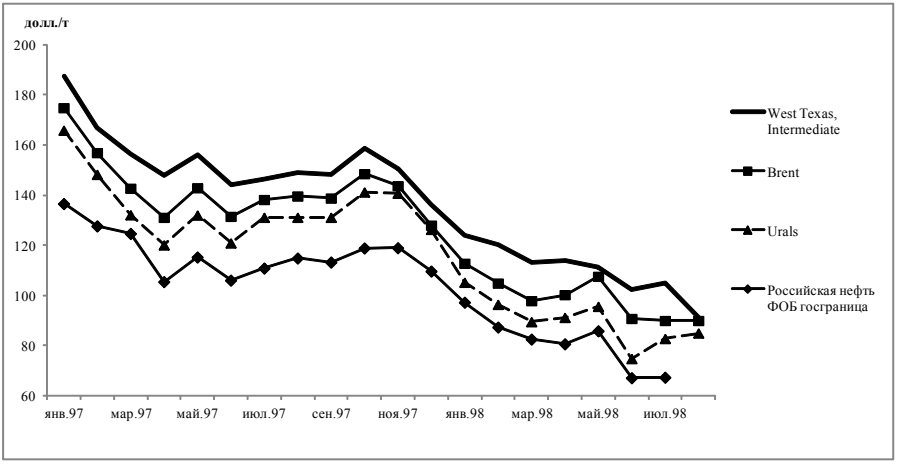


Рисунок 2. Динамика цен сырой нефти на spot market.

Известно, что стоимость добычи нефти в районе Персидского залива составляет всего 1,0–1,5 долл./барр. в зависимости от размера месторождения, а капитальные вложения на обеспечение прироста добычи в 1 барр. в день находятся в пределах от 2,5 до 5,0 тыс. долл. [15]. Такие затраты гарантируют получение 15–20% прибыли даже при цене нефти 14 долл./барр.[21] В других регионах затраты на добычу нефти существенно выше. Так, удельные капиталовложения в добычу нефти в Индонезии составляют более 7 тыс. долл., а в Венесуэле — даже 10 тыс. долл./барр. в день [16]. Еще выше эти затраты для добычи нефти в Северном море и в районах России.

В свете последних событий на мировом рынке нефти можно предполагать, что при ценах 14–15 долл./барр. страны ОПЕК, имеющие резервы мощностей по добыче нефти порядка 500 млн.т в год, смогут сохранить свое лидирующее положение в течение достаточно дли-

[21] В последнее время появились оценки, что страны ОПЕК могут поддерживать добычу на стабильном уровне в течение длительного времени при ценах менее 10 долл./барр.

тельного времени. При более высоких ценах открываются возможности для конкурентов ОПЕК развивать собственную добычу. Однако это рано или поздно приведет к увеличению предложения на рынке нефти и неизбежному спаду спроса в будущем. По мнению бывшего министра нефтяной промышленности Саудовской Аравии шейха Ахмеда Ямани, сегодня не существует других причин, кроме политических, для роста цен на нефть [17]. Все это само предопределяет появление на рынках только дешевых предложений.

Для России вывод о сохранении низких цен на нефть в 2000–2010 гг. вдвойне тяжел: во-первых, основные месторождения нефти и газа расположены в удаленных районах страны со сложными природно-климатическими условиями, предопределяющими повышенные затраты на добычу и разведку месторождений; во-вторых, необходимость транспортировки топлив на расстояние в несколько тысяч километров до основных рынков заметно увеличивает затраты нефтегазовых поставщиков. В период длительного низкого уровня цен на нефть и газ основная стратегия российских экспортеров должна быть направлена на всемерное сокращение собственных затрат, которые выглядят непомерно высокими. Так, средние затраты на добычу сырой нефти в России за последние годы составляли 50–60 долл./т[22]. Стоимость транспорта по суше до балтийских портов, перевалка на суда, фрахт, страхование, таможенные сборы при поставке в Роттердам оцениваются примерно в 30 долл./т[23]. Таким образом, цена нефти, при которой российские экспортеры получают минимальную прибыль, должна быть не ниже 11,0–12,5 долл./барр. Если к этой величине добавить налоговую составляющую, которая для нефтяной промышленности достигает 40% и более, то граничная цена для российской нефти составит 18–21 долл./барр. (130–140 долл./т).

Девальвация рубля в августе 1998 г. оказалась на руку экспортерам нефти, так как привела к снижению затрат на ее добычу примерно в 3 раза. По аналогии с вышеприведенными расчетами, включая налоговую составляющую, это дает предельную цену в размере 12–13 долл./барр., что несколько ниже средней цены 15 долл./барр., прогнозируемой нами на период 2000–2010 гг. При таких оценках рентабельность экспорта российской нефти находится под вопросом. Это будет сдерживать и экспортеров, и инвесторов. Единственным

[22] Оценка Института народнохозяйственного прогнозирования РАН. По статистическим оценкам за 1990–1996 гг. стоимость добычи нефти в России возросла от нескольких долларов до 50–60 долл./т. Причины такого роста в долларовом исчислении требуют специального анализа. Падение курса рубля в августе 1998 г. искусственно повысило эффективность экспорта нефти за счет снижения стоимости добычи и транспорта, но эта ситуация не может продолжаться долго, так как в отрасли велика доля импортного оборудования, стоимость которого быстро возрастает.

[23] См. [18].

выходом из такого положения является снижение издержек добычи и транспорта нефти.

Вызывает тревогу и перспектива цен экспорта природного газа. По оценочным данным, добыча природного газа в России обходится менее 10 долл./тыс. м^3, а транспорт на расстояние 3,5 тыс. км (до европейского рынка) требует около 45–50 долл./тыс. м^3.[24] Таким образом, чтобы быть рентабельным с учетом действующей налоговой составляющей в размере около 30%, российский природный газ должен стоить в Западной Европе с учетом 10-процентной прибыли не менее 75–85 долл./тыс. м^3. Цена природного газа привязана к цене сырой нефти и составляет примерно 80% последней. Это означает, что цена газа на свободном европейском рынке в период низких цен на сырую нефть (15 долл./барр.) не будет выше 80–85 долл./тыс. м^3, т.е. обеспечит российскому экспорту только минимальную прибыль[25]. В этих условиях фактор риска очень велик, что сильно сдерживает инвесторов.

Основные элементы экспортной стратегии. Ожидаемая длительная неблагоприятная ценовая обстановка на мировых рынках нефти и природного газа для российских экспортеров дает основание считать, что сохранение широкомасштабного экспорта будет определяться двумя факторами: заинтересованностью государства иметь практически единственно гарантированный приток иностранной валюты и привлекательностью для экспортеров обладать «реальными деньгами». Прогнозные оценки ожидаемой выручки российских экспортеров энергоресурсов на мировых рынках и рынках СНГ позволяют очертить масштабы валютных поступлений в страну (табл. 8). Можно ожидать, что экспорт всех видов топлива и энергии позволит «влить» в российскую экономику валютные поступления в размере около 200–300 млрд. долл. за 1996–2000 гг. и 245–320 млрд. долл. за 2001–2005 гг.

Жесткая и всевозрастающая конкуренция на мировых рынках энергоресурсов требует от правительства и российских экспортеров проведения согласованной, целенаправленной и эффективной долгосрочной экспортной стратегии, включающей комплекс мер политического, экономического и организационного характера. В этих условиях возникает закономерный вопрос: насколько целесообразно в настоящее время форсировать добычу нефти и газа в северных районах, если затраты на их добычу и транспорт чрезмерно велики по сравнению с ценами на мировом рынке? Ответ не прост и неоднозначен, однако рано или поздно придется над ним задуматься.

[24] Рассчитано по данным [19].

[25] Еще ниже устанавливаются цены в торговле со странами СНГ. Например, для Белоруссии они установлены в размере 32 долл./тыс. м^3.

Таблица 8. Ожидаемая выручка от российского экспорта энергоресурсов до 2005 г., млрд. долл. (в скобках — ожидаемые цены за единицу энергоресурса).

Энергоресурсы	1996 г.	1996–2000	2001–2005	1996–2005
Нефть и нефтепродукты	23,5 (128,3)	95–130 (110–140)	105–130 (110–140)	200–260
Природный газ	15,8 (80)	105–165 (75–100)	130–180 (75–110)	235–345
Уголь	1,05 (41,5)	4,7–5,0 (35–40)	4,7–5,0 (35–40)	~10
Электроэнергия	0,55 (0,026)	3,5–4,6 (0,03–0,04)	5,5–6,9 (0,03–0,04)	9,0–11,5
Итого (округленно)	40,9	205–305	245–320	450–625

Очевидно, что первоочередные внутренние меры связаны с сокращением затрат по добыче и транспорту нефти и газа и повышением эффективности использования энергоресурсов. Оба эти направления имеют большие резервы в России, но требуют широкомасштабного освоения того технологического прорыва, который произошел за последнее десятилетие в мире в области разведки, освоения месторождений, добычи и рационального использования нефти и газа. Их реализация может принести гарантированные положительные результаты практически уже в ближайшие годы.

В условиях относительно невысокой эффективности экспорта нефти и газа сохранить положение России на углеводородных мировых рынках можно на основе стабильной внутренней экономической политики, сдерживания конкурентов из зоны Каспийского моря, поддержания усилий ОПЕК по стабилизации цен на нефть. В этой связи целесообразным является поиск путей к более дешевым нефти и газу за счет доступа к недрам Каспийского моря, а также других стран, в том числе Ирана и Ирака. Нужна гибкая экономическая политика в отношении стран, энергоресурсы которых существенно более конкурентоспособны на мировом рынке, чем российские. Не следует исключать переговоры со странами-должниками России о приобретении на их территории концессий по добыче нефти и газа в счет уплаты долгов. Должна вестись интенсивная разведка нефти и газа в районах Восточной Сибири, на шельфах Баренцева, Охотского и других морей. Уже в первой четверти XXI в. эти районы могут стать основными для российской нефте- и газодобывающей промышленности. Несомненно, перспективными являются усилия по созданию новых рынков сбыта прежде всего сетевого газа в АТР. Можно ожидать, что российские инициативы по созданию здесь газотранспортных систем будут мощным фактором обеспечения новой региональной роли России в АТР.

Литература

1. Топливо и энергетика России: Справочник специалиста ТЭК. М.: Минтопэнерго РФ, Ассоциация ИНПРОЭнерго, 1997.

2. Социально-экономическое положение России. М.: Госкомстат РФ, 1998.

3. Некрасов А.С., Синяк Ю.В. Стратегия России на мировых энергетических рынках // Нефть, газ и бизнес. 1999. № 1–2 (27/28).

4. Синяк Ю.В. Стратегия российского нефтегазового комплекса на мировом энергетическом рынке в среднесрочной перспективе // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНП РАН, 1999.

5. Laherrere J.H. Future Sources of Crude Oil Supply and Quality Considerations, DRI/McGraw-Hill/French Petroleum Institute Conference «Oil Markets over the next two decades: surplus or shortage?». Rueil-Malmaison, France, 12–13 June 1997.

6. EIA. World Energy Projection System and ADESTINY@ International Energy Forecast Software. Dallas, TX: Petroconsultants, 1997.

7. Performance Profile of Major Energy Producers. Wash., DC: EIA-DOE, 1995.

8. Roland K. Perceptions of Future, Often Flawed, Shape Plans and Policies // OGJ. 1998. Feb. 23.

9. Matzke R. Pipelines to Progress: FSU OIL Exports Past, Present, Future // National Assasiation of Petroleum Investment Analysis. 1997. May 21.

10. Некрасов А.С., Синяк Ю.В. Перспективные направления российских нефтяных потоков (оценка независимых экспертов) // Доклад на Международной конференции «Jil Routes for the New Millenium», October 25, 1999, London, UK

11. Energy Policies of IEA Countries, 1997 Review. Paris: IEA, OECD, 1997.

12. World Energy Outlook. Paris: IEA, OECD, 1996.

13. Юхуэй Чжэн, Цзиминь Янь. Топливно-энергетический комплекс Китая // Энергия: экономика — техника — экология. 1998. № 2.

14. ECE, Press Release, ENE/4. 1997. 12 February.

15. EIA. Oil Production Capacity Costs for the Persian Gulf, DOE/EIA-TR/0606. Wash., DC. 1996. Feb.

16. DRI/McGraw Hill. Oil Market Outlook. Kexington, MA. 1995. July.

17. The New Economics of Oil // Business Week. 1997. Nov.3.

18. Огородников И. Говорим Порвоо — подразумеваем Приморск? // Нефтегазовая вертикаль. 1998. № 7–8.

19. Hafner M., Nogaret E. Economie comparee du transport du gas et de l'electricite // Revue de l'Energie. 1995. № 468.

ТЭК России в XXI веке. Тяжелое бремя энергопотерь[26]

Отечественный топливно-энергетический комплекс решает три основные задачи: он полностью обеспечивает нужды страны в энергетических ресурсах, наполняет основную часть валютных поступлений с мировых рынков и с 2004 г. финансирует Стабилизационный фонд федерального бюджета, который был создан для страхования

[26] Материалы докладов на конференциях, 2005–2006 гг.

последнего от рисков, присущих открытой экономике. Начиная с 1998 г. (когда в России был экономический кризис) ТЭК растет по производству всех видов энергии и в целом добился более низкого уровня затрат на 1 руб. товарной продукции, чем промышленность в целом. В 2004 г. суммарный экспорт топливно-энергетических ресурсов составил 106 млрд. долл. или 58 % от валютных поступлений в РФ.

Ресурсная база энергетического комплекса позволяет уверенно считать, что Россия будет и в перспективе обеспечена всеми видами топлива и энергии в объемах, которые необходимы для устойчивого развития экономики. Оценка состояния и перспективные возможности ТЭК страны даны в «Энергетической стратегии России на период до 2020 года», утвержденной правительством РФ в 2003 году. В то же время, роль и значение энергетического комплекса в перспективе будет меняться как в макроэкономической политике государства, так и в связи с проблемами и задачами, требующими решения в отраслях ТЭК.

Доминирование топливно-энергетического комплекса в экономике России означает, что страна с огромным природным, материальным и людским потенциалом стала прямо зависеть от успехов этого комплекса, в первую очередь от финансовых поступлений от нефти и газа. При этом необходимо постоянно иметь в виду, что сегодня масштабное развитие ТЭК сопровождается отставанием в росте других производительных секторов экономики, особенно отраслей последних технологических переделов и конечной продукции с высокой добавленной стоимостью.

С другой стороны, достигнутый уровень развития ТЭК относительно мал для уверенного базирования экономики только на его успехах. Добыча и производство первичных энергетических ресурсов в расчете на одного постоянного жителя России составляет всего 8,3 т нефтяного эквивалента (т н. э.), в том числе нефти — 3,2 т/чел. (2004 год). Эти показатели кратно ниже, чем в добывающих нефть и газ странах Персидского залива, Норвегии и др., где финансовые накопления от экспорта углеводородов позволяют иметь процветающую экономику и дают возможность масштабно направлять избыточные нефтедоллары в те сегменты рынка, которые надежно страхуют такую экономику.

Поэтому первоочередной задачей, стоящей перед экономикой страны является не столько ставка на экспорт углеводородов, а активная перестройка структуры экономики за счет ускоренных темпов развития отраслей с высокой добавленной стоимостью продукции и относительно низкой энергоемкостью. Она должна сопровождаться опережающим обновлением производственных технологий и активными мерами по экономии энергии. Это позволит снизить энергоемкость экономики, которая в настоящее время составляет в расчете на тысячу долларов ВВП в целом около 3 т н. э; при этом ее электроемкость — 3,3 тыс. кВт.ч, а теплоемкость — 7,8 Гкал.

В результате перестройки экономики и полного использования имеющегося потенциала энергосбережения, по оценке, содержащейся в «Энергетической стратегии–2020», при намечаемом росте ВВП в 1,5–1,7 раза в 2010 г. и 2,2–3,3 раза в 2020 г. по сравнению с 2000 г., будет возможным удержать рост спроса на первичные энергоресурсы на внутреннем рынке страны всего в 1,03–1,12 и в 1,15–1,28 раза соответственно. Эти оптимистические оценки основаны на ожидании быстрых результатов структурных изменений в экономике и полной реализации за ближайшие за 15 лет потенциала энергосбережения в 250–300 млн.т н.э., который существовал в стране в 2000 году.

Однако представляется, что темп намечаемых изменений принят очень высоким и может быть выдержан только при сохранении благоприятных условий в течение всего периода. Поэтому можно ожидать, что еще длительное время российская экономика будет зависеть от ТЭК не только как поставщика топлива и энергии, но и как одного из главных источников налоговых и валютных поступлений.

Параллельно с перестройкой структуры экономики необходимо устранить имеющиеся большие технологические потери в ТЭК. Прежде всего это огромных потери электроэнергии и тепла при их транспортировке, что сразу бы дало целый ряд положительных эффектов: снизились загрузка генерирующих мощностей и эксплуатационные издержки, увеличилась возможность поставки энергии конечным потребителям и т.д.

С 1991 г. по 2002 г. потери электроэнергии в электрических сетях возросли на 28 %. В результате, за десять лет годовой перерасход топлива увеличился на 7 млн.т н.э., что повысило эксплуатационные издержки только по этой статье расходов на 200 млн. долл. И этот перерасход ложится на потребителя электроэнергии. И хотя это объясняют в основном коммерческими потерями, потребителю от этого не легче. Потому что они включены в себестоимость, которая из-за этого растет.

Одной из причин роста потерь стало несоответствие электрических сетей и пропускных способностей линий электропередачи, созданных при плановой экономике, современным условиям спроса на электроэнергию. В бывшем Советском Союзе электрическая сеть формировалась по критерию минимума затрат при жестких ограничениях на дублирование линий и их пропускные способности. Они не были, естественно, ориентированы на требования рыночной экономики.

Потери в централизованном теплоснабжении сегодня в среднем по стране составляют 31 % от производства тепла. Это колоссальная величина, т.к. если пересчитать ее на перерасход топлива, то он составит 56 млн.т н.э. в год, или свыше 1,6 млрд. долл. дополнительных издержек. Этот потенциал можно реализовать за счет перехода к сооружению теплотрасс с современной, например пенополиурета-

новой, теплоизоляцией. Тогда потери могут быть снижены до 3–5%. Но у российских компаний, которые занимаются теплоснабжением, нет инвестиций для полноценного и масштабного перехода на новые технологии.

Если учесть потери тепла, которые приходятся на население и социальную сферу в системах централизованного теплоснабжения (СЦТ), то реально доставляемое в дома тепло составляет только 57% от тепла, произведенного для этой цели. Массовое развитие СЦТ получили в советское время, начиная со второй половины 1950-х годов, для обеспечения теплом быстро строящегося жилья. Тогда цена энергии была низкой, что позволяло идти на ее высокие потери. Но в сегодняшней экономике это решение жестко наказывает потребителей тепла, в первую очередь население.

Последнему приходится оплачивать все произведенное тепло из-за невозможности контролировать его реальное поступление. В результате, только за потерянное тепло в СЦТ население и социальные учреждения переплачивают примерно 1 долл. в год в расчете на 1 кв.м их общей площади по официальному валютному курсу. По паритету покупательной способности, что более точно отражает соотношение валют, размер переплаты возрастает до 3,8 долл./ кв.м в год.

Технологии сооружения долговечных высокоэкономичных теплотрасс известны, но они дороги для массового использования в сегодняшних российских экономических условиях. На восстановление только теплотрасс до нормального уровня необходимо, по имеющимся оценкам, затратить 25–30 млрд. долл. Это финансово недоступно ни теплоснабжающим компаниям, ни оплачивающим тепло его потребителям. Коммерсанты, которые начинают заниматься этим бизнесом, быстро из него уходят, понимая, что он практически не эффективен.

Проблема теплоснабжения страны пока не имеет содержательного решения, нет и закона о теплоснабжении, хотя он готовится уже несколько лет. Нужны новые, социально справедливые предложения. Пока их нет, а идти по пути простого восстановления разрушающихся систем теплоснабжения бесперспективно. Но решать эту задачу надо быстро, т. к. теплоснабжение жизнеобеспечивающая отрасль.

Анализ динамики внутреннего энергопотребления последних лет показывает, что энергосбережение в стране сдвинулось с мертвой точки. Однако пока нельзя считать, что здесь уже есть устойчивая тенденция. Даже при активном развитии этого процесса еще длительное время энергоемкость российской экономики будет выше по сравнению с ведущими странами мира.

Это связано как с объективными условиями жизни страны, так и последствиями экономической политики бывшего СССР. Россия, самая холодная страна мира, на теплоснабжение сегодня расходует 40–43%

всех потребляемых первичных топливно-энергетических ресурсов. Высоки энергетические расходы на транспорте из-за дальности перевозок. Для пассажиров, с учетом городского транспорта, в среднем они составляют 150 км, а грузов — 1,5 тыс. км.

Экономическая политика бывшего СССР строилась на жесткой дифференциации в использовании высококачественных материалов, металлов, техники и технологий. Подавляющая их часть направлялась в отрасли ВПК. Остальные сектора экономики получали ресурсы по остаточному принципу. Несоответствие качества этих ресурсов социальным и экономическим задачам компенсировалось массовым перерасходом имевшейся дешевой энергии и интенсивной нерациональной эксплуатацией объектов энергетического сектора страны.

Энергосбережение конечно будет сильным фактором регулирования спроса на топливо и энергию. Но следует иметь в виду, что основной объем его потенциала заключен в существующих энергетически расточительных зданиях, сооружениях, технологиях, которые трудно реконструировать в короткие сроки. Только в жилых и общественных зданиях потенциал первоочередной экономии энергии оценивается не менее чем в 70 млн.т н.э. Около 80% жилого фонда страны составляют теплорасточительные здания; расход топлива в двигателях внутреннего сгорания в расчете на единицу перемещаемого веса ниже всякой критики; энергетические расходы при эксплуатации плавильного, нагревательного и другого оборудования остаются расточительными и т.д.

Продолжение использования устаревших технологий и изношенного оборудования, в том числе энергетического, требует высоких затрат на их энергоснабжение, обслуживание и поддержание в рабочем состоянии. Но переход к энергоэкономным технологиям сдерживает дефицит инвестиционных ресурсов во многих отраслях национальной экономики. Все это не позволяет считать, что только за счет повышения цен на топливо и энергию можно добиться большой экономии энергоресурсов. Однако такая точка зрения существует в России и ее придерживается довольно много специалистов.

Поэтому неизбежно сохранение еще в течение длительного времени технико-технологического состава и структуры потребителей энергии и ТЭК (особенно в части естественных монополий), которые сформировались в другой, нерыночной экономической среде. Это делает необходимым проведение взвешенной долгосрочной государственной политики по регулированию рыночных отношений в энергетическом комплексе.

Переход к хозяйствованию на рыночных основах требует пересмотра экономических, в первую очередь ценовых соотношений. В доставшейся от СССР тяжелой, энергетически расточительной

структуре экономики «перекос» цен на топливо и энергию стал одним из реальных тормозов экономического подъема. Ни бюджеты населения, ни оборотные средства многих производственных предприятий до настоящего времени не выдерживают давления со стороны цен на топливо и энергию, когда последние отвечают равновесным соотношениям спроса и предложения на энергоресурсы. Отсутствие четкой ценовой политики сдерживает внедрение энергосберегающих мер и существенно ограничивает рыночную привлекательность российских компаний.

Следует также учитывать, что пока многие из российских компаний основные усилия направляют на сохранение своей ниши на рынках товаров и услуг. В этих условиях инвестиции в энергоэкономные технологии не являются для них приоритетными и откладываются на будущее. Замены начинаются только тогда, когда наступает физическое разрушение оборудования и то с опозданием.

Все эти особенности требуют выработки специального подхода к энергосбережению. Его следует рассматривать как непрерывный процесс улучшения использования энергии в постоянно изменяющихся условиях развития российской экономики. Необходимо создание экономических и законодательных механизмов, которые будут адекватно реагировать на особенности состояния энергоемкой экономики страны.

Для инициирования мер по снижению затрат на топливо и энергию в 1996 г. был принят федеральный закон «Об энергосбережении». Но он рамочный, а чтобы энергосбережение заработало нужны четкие законодательные акты направленного действия, позволяющие стимулировать и управлять развитием энергосберегающих процессов в разнообразных условиях российской экономики. Без этого снижение энергоемкости будет идти медленно.

Выводы. 1. ТЭК России не может самостоятельно обеспечить устойчивое развитие экономики страны в течение длительного времени. Необходимо стимулировать опережающий рост отраслей с высокой добавленной стоимостью продукции.

2. Центральная задача сегодня состоит в повышении энергетической эффективности отечественной экономики за счет перехода к активному энергосбережению в инфраструктурных сегментах отраслей ТЭК.

3. Дефицит инвестиционных ресурсов делает целесообразным предложить зарубежным инвесторам вкладывать средства в энергосбережение в России. Сэкономленные при этом объемы топливно-энергетических ресурсов будут обеспечивать возврат вложенного капитала. Здесь могут быть найдены взаимовыгодные компенсационные схемы инвестирования, которые позволят ускорить процесс энергосбережения.

Развитие энергетического комплекса России в долгосрочной перспективе [27]

Особенности развития энергетического комплекса и основных регионов России до 2025 г. Российская экономика имеет ряд особенностей, которые обусловливают своеобразие, неповторимость функционирования и развития национального энергетического комплекса. К их числу можно отнести:

— продолжающееся сокращение численности населения при усложнении демографических характеристик. Это делает необходимым ориентацию на усиление электрификации национальной экономики для обеспечения долгосрочного роста производительности труда во всех сферах производства;

— удаленность на значительные расстояния главных центров потребления энергии от топливных баз, что требует сооружения протяженных транспортно-энергетических коммуникаций при ограниченном резервировании их пропускных способностей. Доступ к незамерзающим портам ограничен, что сопряжено с дополнительными материальными и денежными затратами на обеспечение надежности экспортных связей. В этих условиях транспортная составляющая в стоимости энергии во многом определяет экономичность ее использования потребителями. Растянутость транспортно-энергетических коммуникаций — серьезный фактор снижения национальной энергетической безопасности, что должным образом пока не учитывается;

— расходы первичных энергоресурсов и финансовых средств на надежное обеспечение теплом являются значимыми в формировании энергетического баланса страны и ее регионов в силу относительно суровых климатических условий. Россия самая холодная страна в мире — более половины ее территории находится в зоне вечной мерзлоты;

— устаревшие технологии и изношенное оборудование, в том числе энергетическое, составляющие большую долю в экономике России и требующие высоких затрат на обслуживание и поддержание их в рабочем состоянии;

— высокий дефицит инвестиционных ресурсов, которые сдерживают развитие и модернизацию национальной экономики и ряда отраслей энергетического комплекса. Рыночная недооцененность энергетических компаний;

— устойчивый диспаритет цен на топливо и энергию, существенно отличающихся от цен мирового рынка. Отсутствие четкой ценовой политики, сдерживающей проведение энергосберегающих мероприя-

[27] Ж. «Проблемы прогнозирования», № 4, 2004. Соавтор: Синяк Ю.В. Статья подготовлена при финансовой поддержке Российского гуманитарного научного фонда (проект № 03–02–0028а).

тий и организационных мер. Это искажает структуру спроса на энергоносители. Сохранение возможных опасных очагов внутренней социальной напряженности, если обеспечение энергией и цены на нее не будут увязаны с ростом доходов населения;

— сильную зависимость национальной экономики от энергетического комплекса не только как поставщика топлива и энергии, но и как одного из главных источников налоговых и валютных поступлений. Неизбежность сохранения в течение длительного времени существующих технико-технологического состава и структуры энергетического комплекса (особенно в части естественных монополий), которые сформировались в другой, нерыночной экономической среде. Это требует проведения взвешенной долгосрочной государственной политики по регулированию рыночных отношений в энергетическом комплексе.

Высказанные соображения были положены в основу стратегии развития энергетического комплекса на долгосрочную перспективу и отражены в прогнозах формирования энергетического баланса страны и ее регионов. Утвержденная Правительством РФ «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2020 г.» [1] определила основные задачи, стоящие перед экономическим комплексом страны, и наметила пути их реализации. В то же время увеличение горизонта прогноза, учет особенностей макрорегионов страны, углубленная проработка экономических условий извлечения энергоресурсов из недр и применения новых технологий позволяют получить новые оценки предстоящего развития энергетического комплекса России. Использование единой системы моделей дает возможность исследовать варианты решений, учитывающие различные виды рисков.

Для разработки перспективного энергетического баланса страны использован сценарный подход, который реализован на базе модельно-вычислительного комплекса (МВК), разработанного в Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН. Главные элементы комплекса показаны на рис. 1.

Основой МВК является оптимизационная динамическая линейная модель энергетического баланса. В настоящей работе она представлена в виде системы, включающей энергобалансы страны в целом и трех макрорегионов России: европейской части, Урала и Западной Сибири, Восточной Сибири и Дальнего Востока. Расчеты выполнены для семи временных периодов — с 1995 г. до 2025 г. В модели описаны все стадии трансформации энергоресурсов — от добычи отдельных видов топлива до конечного потребления энергоносителей основными группами потребителей. При этом учтены изменения, которые происходили в экономике и энергетике страны в ретроспективе 1995–2003 гг.

К расчетному модулю МВК подключены две вспомогательные подсистемы — модуль с базами данных по ресурсам, технологиям, потре-

бителям и модуль выдачи результатов прогнозирования, включающий 22 таблицы и большое число графиков в on-line режиме. В дальнейшем этот режим будет использован для связи баз данных с моделью. Это позволит существенно сократить время на расчет и анализ вариантов.

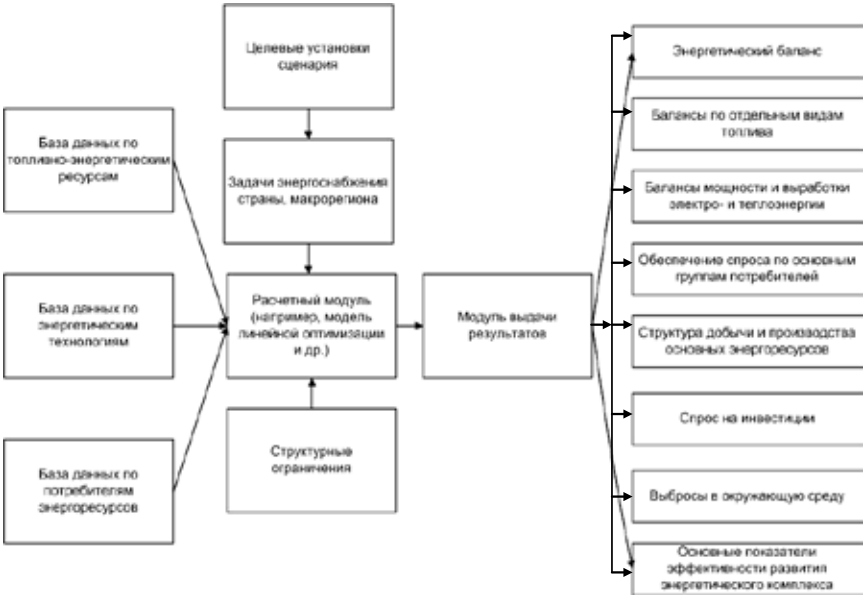


Рисунок 1. Схема модельно-вычислительного комплекса для прогнозирования перспективного развития энергетического комплекса страны и макрорегионов.

Сценарии развития энергетического комплекса России в долгосрочной перспективе разрабатывались на основе материалов исследований Отделения общественных наук РАН «Россия в глобализирующемся мире» [2]. Они исходят из следующих базовых экономических положений:

Возможность ускорения экономического роста России прямо связана с перспективами повышения эффективности и конкурентоспособности обрабатывающих отраслей промышленности.

В рассматриваемой перспективе следует выделить три существенно различающиеся этапа развития экономики. Первый этап — до 2010 г., в течение которого продолжится реструктуризация экономики и ее адаптация к рынку. Утяжеленная структура экономики и большая капиталоемкость перестройки, с одной стороны, слабая собственная инвестиционная база и сохраняющееся настороженное отношение к России

иностранных инвесторов с другой дают основание ожидать, что темпы прироста ВВП в среднем на этом этапе составят 4,5–5,5 %. Второй этап — 2011–2020 гг. характеризуется благоприятными условиями для ускоренного экономического роста. Такое предположение имеет несколько веских оснований. Во-первых, к этому времени уже четко определятся отечественные производства и корпорации, которые обладают достаточной конкурентоспособностью; исчезнут или перепрофилируются неэффективные предприятия традиционных отраслей экономики. Во-вторых, сформируются эффективные наукоемкие и высокотехнологичные производства — основа постиндустриального развития. В-третьих, будут подготовлены условия к активному включению в российскую экономику транснациональных корпораций. Это должно способствовать притоку инвестиций и новейших технологий. В результате, рост экономики страны может достичь 8–10-процентных среднегодовых темпов. На этом этапе хозяйственный комплекс России претерпит наибольшие структурные изменения. На третьем этапе (после 2020 г.) российская экономика может перейти к устойчивому росту темпами 3–4 % в год, которые характерны для экономик развитых стран.

Целесообразно рассмотреть два принципиально различающиеся сценария развития экономики. Они являются огибающими пространства экономических и энергетических результатов, возможных в ожидаемой перспективе. Применительно к условиям этих вариантов разработаны прогнозные показатели сценариев.

Первый — инерционный (1) ориентирован в основном на внутренние возможности роста. Его характерная особенность — опора на добывающие отрасли, которые имеют достаточно надежные рынки сбыта за рубежом. Однако средств от экспорта продукции топливного, металлургического и лесного комплексов будет явно недостаточно для масштабного инвестирования обрабатывающих отраслей и «новой экономики». Сырьевые отрасли не смогут постоянно обеспечивать высокие темпы роста экономики из-за неустойчивой конъюнктуры мирового рынка таких ресурсов и собственных внутренних проблем развития. В результате, после 2015 г. возможно снижение темпов роста ВВП до 3–4 % в год. Это соответствует динамике роста ВВП к 2010 г. в 1,5 раза, 2015 г. — почти в 2 раза и 2025 г. — в 3,2 раза по сравнению с 2000 г. При этом производство ВВП на душу населения к 2025 г. может достичь 23 тыс. долл. (в ценах 1995 г.), т.е. примерно современного уровня, характерного для Японии, Германии и Франции.

Второй — динамический (2) основан на предположении, что к 2010 г. в России уже сформируются условия для ускорения экономического роста. Это означает, что Россия по производству ВВП на душу населения вплотную приблизится к рубежу, за пределами которого изменится парадигма развития экономики. В первую очередь должен произойти резкий подъем обрабатывающих и наукоемких отраслей. При этом обширный рынок

России станет более привлекательным для транснациональных корпораций и иностранного капитала. В результате, в течение 2011–2020 гг. ежегодные темпы прироста промышленной продукции достигнут 7–8 %. Затем, из-за исчерпания экстенсивных факторов роста и из-за очередного цикла реструктуризации промышленности темпы роста могут снизиться до 3–4 % в год. Поэтому можно ожидать рост ВВП к 2010 г. в 1,6–1,7 раза, 2015 г. — в 2,4, 2025 г. — в 4,5 раза по сравнению с 2000 г. При развитии по динамическому сценарию Россия приблизится по душевому производству ВВП к уровню развитых стран уже в 2010–2015 гг.

В соответствии с устойчивыми общемировыми тенденциями уже *в ближайшее десятилетие в России опережающее развитие должны получить сферы деятельности, связанные с обеспечением жизнедеятельности общества на высоком материальном и культурном уровне*, а также услуги коммуникационных технологий, финансов и торговли. Как известно, Россия по уровню развития экономики отстает от развитых стран. Преодоление этого разрыва связано с серьезными ограничениями, обусловленными высокой конкуренцией прогрессивной продукции на мировом рынке и объективным стремлением ведущих стран сохранить за Россией роль топливно-сырьевой базы. Поэтому задача состоит в интенсивном изменении структуры экономики и промышленности. В зависимости от сценария темп роста доли обрабатывающих и наукоемких отраслей будет различным. Полагается, что доля добывающих отраслей сократится к 2025 г. до 30 % по сравнению с 50 % в 2000 г. по первому сценарию и до 22 % по второму.

В территориальном производстве ВВП будет устойчивой тенденция роста доли районов, расположенных восточнее Урала. Можно ожидать, что доля европейской части в производстве ВВП сократится с 60 % в начале прогнозного периода до 56–57 % в 2025 г., Урала и Западной Сибири увеличится с 30 до 33–34 %, а Восточной Сибири и Дальнего Востока изменится мало.

В обоих сценариях в соответствии с [2], принято, что *ожидаемая численность населения России уменьшится* примерно до 139 млн. чел. в 2025 г.[28] В региональном разрезе доля европейской части будет медленно сокращаться за счет роста населения восточнее Урала[29]. Соответственно изменится структура расселения: удельный вес крупных городов и мелких населенных пунктов будут медленно снижаться при росте городов с населением до 100 тыс. чел.

[28] Эта оценка существенно выше, чем в средних прогнозах численности населения России, выполненных в Центре демографии и экологии человека ИНП РАН, в которых на 2025 г. она составляет 124 млн. чел. [3].

[29] В 1995 г. на территории России проживали 147,6 млн. чел. В региональном разрезе на европейскую часть приходилось около 65 %, Урал и Западную Сибирь — 25 %, Восточную Сибирь и Дальний Восток — примерно 10 % населения.

Ожидаемые сдвиги в ресурсной базе и использовании первичных энергоресурсов. Оценки объемов и размещения располагаемых ресурсов органического топлива в значительной степени определяют структуру перспективного энергетического баланса страны и ее регионов. Они были дополнены экспертными оценками затрат на добычу, которые основывались на данных статистической отчетности и сведениях, содержащихся в многочисленных российских и зарубежных источниках. По нашему мнению, несмотря на определенную фрагментарность данных, в целом эти оценки позволяют получить достоверные представления об ожидаемой экономике добычи отдельных видов топлива и их конкурентоспособности на российском рынке.

В сценариях развития энергетического комплекса ресурсы каждого рассматриваемого бассейна (месторождения) были разделены на *три группы,* которые отражают экономическую оценку их извлечения — *дешевые, средней стоимости и дорогие*. Такой подход в первом приближении позволил оценить степень экономичности разработки отдельных ресурсов.

Уголь. Прогнозные ресурсы углей всех видов составляют 3,9–4,5 трлн.т (четвертое место в мире). Из них 95% приходится на восточные районы страны и лишь 5% — на европейскую часть и Урал. Разведанные запасы угля в России составляют около 200 млрд.т (второе место в мире после США) [4].

Центральная Сибирь — главный угольный регион России. Здесь сконцентрировано 66% российских прогнозных ресурсов: 78% разведанных запасов каменных, 80% коксующихся и 81% бурых углей. Запасы, пригодные для открытой разработки, составляют 87% разведанных запасов углей всех видов. Наиболее крупные запасы находятся в пределах Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов, которые являются угледобывающими центрами федерального значения и обеспечивают почти 60% товарной добычи угля в России. На Урал и европейскую часть страны приходится немногим более 10% запасов энергетических углей, а коксующихся, — менее 10%.

В европейской части страны основные запасы угля сосредоточены в Печорском и Донецком угольных бассейнах. Из-за сложных горно-геологических условий добываемые здесь угли имеют высокую себестоимость, что в современных условиях часто делает нерентабельной эксплуатацию действующих предприятий.

Качество добываемых энергетических углей большинства эксплуатируемых месторождений России невысокое, используемые технологии устарели, а сами предприятия нуждаются в реконструкции. Это, в частности, связано с тем, что в СССР при подсчете запасов применялись заниженные по сравнению с мировой практикой кондиционные требования к рабочей мощности пластов и зольности углей.

В прогнозных расчетах были использованы экспертные оценки ресурсов энергетических углей и показателей (себестоимости и удельных капиталовложений) их добычи (табл. 1).

Таблица 1. Оценка располагаемых ресурсов энергетических углей и их добычи.

Месторождение (регион)	Добыча в 1995 г., млн. т н.э.	Извлекаемые запасы по группам*, млрд. т н.э.			Всего запасов, млрд. т н.э.
		I	II	III	
Всего	131,2	37,3	54,0	128,9	220,2
Европейская часть	19,4	3,4	4,3	11,9	19,6
Воркутинский бассейн	11,0	1,6	1,7	4,9	8,2
себестоимость**	x	15	30	45	x
удельные капиталовложения**	x	50	75	100	x
Прочие угли региона	8,4	1,8	2,6	7,0	11,4
себестоимость	x	20	35	60	x
удельные капиталовложения	x	75	60	125	x
Урал и Западная Сибирь	87,1	25,7	37,5	37,3	100,6
Кузнецкий бассейн	54,8	11,0	15,0	14,7	40,7
себестоимость	x	7	14	25	x
удельные капиталовложения	x	25	50	80	x
Канско-Ачинский бассейн	10,7	7,0	10,5	12,2	29,7
себестоимость	x	5	10	20	x
удельные капиталовложения	x	20	40	60	x
Прочие угли региона	21,6	7,7	12,0	10,5	30,2
себестоимость	x	15	30	60	x
удельные капиталовложения	x	75	100	125	x
Восточная Сибирь и Дальний Восток	24,7	8,2	12,2	79,6	100,0
себестоимость	x	15	30	60	x
удельные капиталовложения	x	50	100	125	x

** К группе I отнесены 50% разведанных запасов месторождения категорий A, B, C1; к группе II — остальные 50% разведанных запасов и 50% запасов категории C2; к группе III — 10% прогнозных запасов категории P1, экспертно распределенных по месторождениям.*
*** Себестоимость и удельные капиталовложения приведены в долларах на тонну нефтяного эквивалента.*

В результате были построены усредненные значения стоимости энергетического угля и удельных капиталовложений в период до 2025 г. (рис. 2). Согласно им до 2025 г. удельные затраты в добычу угля будут оставаться примерно на уровне 18 долл./т н. э. Однако после активного вовлечения в добычу дорогих углей восточных месторождений страны они достигнут 20–21 долл./т н. э. к 2025 г. Удельные капиталовложения будут динамично расти до 53 долл./т н. э. к 2025 г.

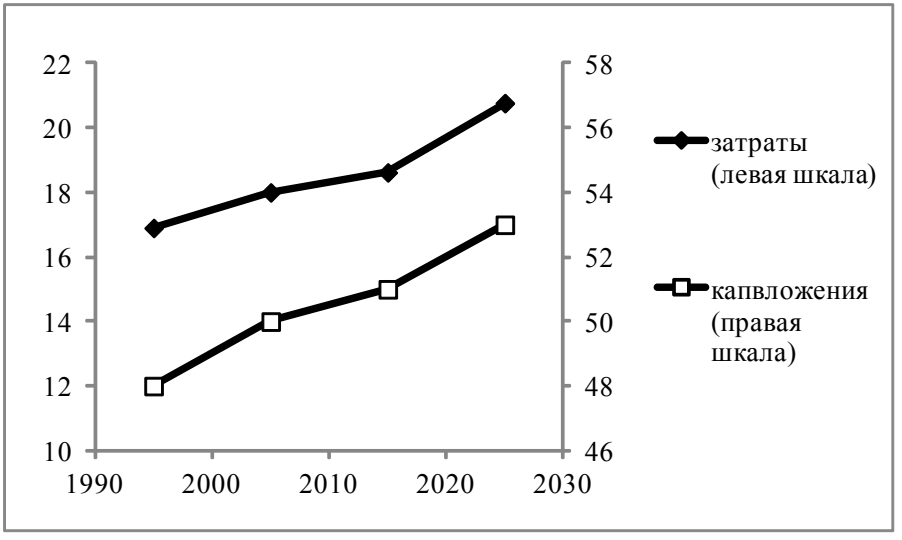


Рисунок 2. Прогноз роста удельных затрат и капиталовложений в добычу энергетических углей в России, долл./т н. э.

Природный газ. Перспективные и прогнозные ресурсы природного (свободного) газа в России оцениваются в 176,0 трлн. куб. м (более половины мировых), в том числе наименее изученные — в 77,2 трлн. куб. м [5]. Основная часть ресурсов сосредоточена в малоизученных районах Восточной Сибири, Дальнего Востока и на шельфах Карского, Баренцева и Охотского морей.

Разведанные запасы свободного газа России составляют 47,2–47,5 трлн. куб. м [3, 4]. Почти 71% запасов сосредоточены в 24-х крупнейших месторождениях с балансовыми запасами газа в каждом более 500 млрд. куб. м; лишь 3% их приходится на многочисленные мелкие и средние месторождения. Свыше 70% разведанных запасов природного газа сосредоточено в Урало-Западносибирском регионе (главным образом в Ямало-Ненецком АО).

В значительной части разведанных запасов газа содержатся компоненты (насыщенные ациклические углеводороды и др.), которые явля-

ются ценнейшим сырьем для химических производств. Использовать такой газ в качестве топлива, без их предварительного извлечения, нецелесообразно. В будущем структура запасов усложнится, средняя глубина скважин возрастет, а единичный объем открываемых месторождений уменьшится.

Таблица 2. Оценка располагаемых ресурсов природного газа и экономики их добычи.

Регион Добыча в 1995 г., млрд. куб. м	Добыча в 1995 г., млрд. куб. м	Извлекаемые запасы по группам*, трлн. куб. м			Всего запасов, трлн. куб. м
		I	II	III	
Всего	561	17,7	27,35	31,88	76,93
Европейская часть		2,3	7,0	17,02	26,32
Регион Прикаспия	4,1	1,5	1,58	3,15	6,23
себестоимость**	x	5	10	15	x
удельные капиталовложения**	x	100	150	250	x
Прочие регионы	36,3	0,8	5,42	13,87	20,10
себестоимость	x	8	16	32	x
удельные капиталовложения	x	200	300	400	x
Урал и Западная Сибирь	519,0	12,9	17,15	12,75	42,80
себестоимость	x	3	6	12	x
удельные капиталовложения	x	100	150	250	x
Восточная Сибирь и Дальний Восток	1,6	2,5	3,20	2,10	7,80
Р. Саха (Якутия)	1,6	0,5	0,70	0,60	1,80
себестоимость	x	5	10	25	x
удельные капиталовложения	x	200	250	350	x
о. Сахалин	–	0,5	0,87	1,13	2,50
себестоимость	x	10	20	30	x
удельные капиталовложения	x	250	350	450	x
Иркутская область	–	1,0	1,07	0,23	2,30
себестоимость	x	5	10	15	x
удельные капиталовложения	x	200	250	350	x
Прочие	–	0,5	0,55	0,15	1,20
себестоимость	x	10	20	30	x
удельные капиталовложения	x	300	400	500	x

** К группе I по всем месторождениям относятся 50% разведанных запасов газа, группе II — остальные 50% разведанных запасов и 25% запасов в неоткрытых месторождениях, группе III — 75% запасов в неоткрытых месторождениях. При подсчете запасов был принят коэффициент извлечения 75%.*

*** Себестоимость и удельные капиталовложения приведены в долларах на 1000 куб.м.*

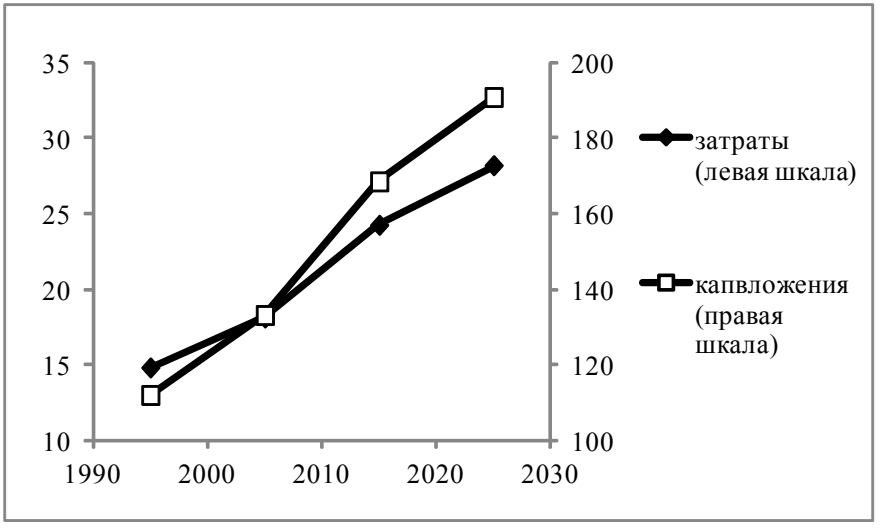


Рисунок 3. Прогноз роста удельных затрат и капиталовложений в добычу природного газа в России, долл./1000 куб. м.

Для оценки запасов газа в неоткрытых месторождениях нами использованы данные [6], согласно которым на территории России их находится от 11 трлн. куб. м (с вероятностью более 95 %) до 83 трлн. куб. м (с вероятностью менее 5 %) при средней оценке 41 трлн. куб. м (табл. 2).

На рис. 3 показаны ожидаемые динамики изменения удельных затрат и капиталовложений в добычу газа в России. Согласно расчетам, усредненные затраты в добычу газа возрастут с 15 долл./1000 куб. м в настоящее время до 25–30 долл./1000 куб. м к 2025 г. В этот период следует ожидать роста удельных капиталовложений в добычу газа примерно в 1,7 раза.

Сырая нефть. Перспективные и прогнозные ресурсы нефти в стране составляют 13 % мировых [5]. Разведанные запасы оценены в 15,7 и 15,5 млрд. т [4, 5]. В то же время диапазон оценок очень широк: от 6,7 млрд. т [7] до 25,2 млрд. т [8]. По разведанным запасам нефти Россия уступает только Саудовской Аравии, однако распределены они неравномерно. Более 4/5 всех прогнозных ресурсов нефти приходится на Сибирь, Дальний Восток и прилегающие к ним шельфовые акватории, которые имеют низкий уровень разведанности.

Изученность начальных ресурсов нефти в целом по России невысока: в Урало-Поволжье она составляет около 65 %, в Западной Сибири — 40 %, а разведка большинства шельфовых объектов находится в ранней стадии [5]. Это делает необходимым интенсивное

проведение поисковых и геологоразведочных работ на нефть. В уникальных месторождениях (с запасами более 300 млн.т нефти в каждом) сосредоточено около 50% запасов. Еще более 20% приходится на крупные месторождения с запасами от 30 до 300 млн.т Мелкие месторождения в основных добывающих регионах составляют очень небольшую долю в разведанных запасах нефти [3]. По оценкам [6], запасы сырой нефти и газового конденсата в неоткрытых месторождениях России колеблются от 4,8 млрд.т (с вероятностью более 95%) до 31 млрд.т (с вероятностью менее 5%) при средней приближенной оценке 16 млрд.т. Использованные в расчетах стоимостные оценки даны в табл. 3.

Таблица 3. Экономическая оценка добычи нефти, долл./т.

Регион	Стоимостные группы		
	I	II	III
Европейская часть			
Регион Прикаспия			
себестоимость	25	50	75
удельные капиталовложения	320	400	500
Коми			
себестоимость	20	40	60
удельные капиталовложения	240	320	400
Прочие регионы			
себестоимость	30	50	80
удельные капиталовложения	320	400	500
Урал и Западная Сибирь			
себестоимость	15	25	35
удельные капиталовложения	240	320	400
Восточная Сибирь и Дальний Восток			
о. Сахалин			
себестоимость	40	60	80
удельные капиталовложения	320	400	500
Прочие			
себестоимость	50	80	100
удельные капиталовложения	320	400	1500

На рис. 4 приведены оценки значений ожидаемых удельных затрат и капиталовложений в добычу нефти. В рассматриваемый период значительно возрастет стоимость добычи нефти: примерно с 55 долл./т в настоящее время до 80–85 долл./т к концу периода, а удельные капиталовложения — с 300 до 380–390 долл./т.

Анализ экономического положения страны и хода ее структурного реформирования показывает, что в длительной перспективе сохранится необходимость значительного экспорта энергоресурсов. Без этого невозможно решить внутренние социально-экономические задачи и обеспечить погашение внешних долгов. Ресурсная ориентация экспорта сохранится до тех пор, пока Россия не создаст нового экономического потенциала и производства наукоемкой продукции на экспорт.

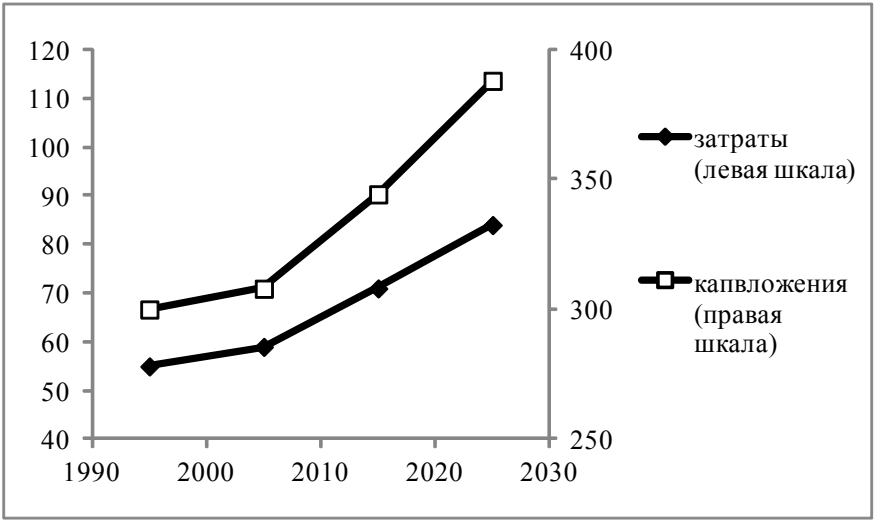


Рисунок 4. Прогноз роста удельных затрат и капиталовложений в добычу нефти в России, долл./т н. э.

Нефть и природный газ останутся основными экспортируемыми энергоресурсами. В 2000 г. поток сырой нефти за рубеж составил около 144,4 млн.т или почти 45% объема ее добычи в стране, а нефтепродуктов — свыше 62 млн.т. Ориентация экспорта нефти и нефтепродуктов к настоящему времени принципиально изменилась. Сегодня почти 90% экспорта жидкого топлива идет в страны дальнего зарубежья, тогда как в начале 90-х годов более 50% российской нефти и почти 18% нефтепродуктов шло в страны СНГ.

В перспективе несколько возрастет экспорт нефти и сократится экспорт нефтепродуктов. Это связано с ростом внутреннего спроса на них в результате подъема отечественной экономики и развития процессов углубленной переработки на НПЗ. Последнее уменьшит выход товарного мазута и сократит его экспорт.

Большие перспективы связаны с экспортом природного газа. В этой сфере наибольший интерес представляют три международных крупных рынка: страны СНГ, Европы, Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР).

Экспорт российского газа в последние годы растет, несмотря на некоторое сокращение его добычи. Российский газ идет пока только в СНГ и Европу, но на повестке дня стоит сооружение газопроводов для экспорта газа в Китай, Республику Корея и Японию.

Европейский рынок природного газа в перспективе останется весьма динамичным. При этом российский газ сохранит на нем доминирующее положение. На его долю в 90-е годы приходилось около 3/4 всего экспорта природного газа в Западную и Центральную Европу из периферийных стран. Это вызывало определенное беспокойство у ряда европейских стран. В то же время существующие высокие цены на нефть способствовали появлению новой тенденции, — ориентации стран Западной Европы на финансирование разработок российских месторождений для увеличения импорта нефти и газа в свои страны.

Наращивание поставок газа в европейский регион за счет активности ряда стран, хотя и продолжится, но в целом будет ограничено по мощности или стоимости. Это относится к прокладке газопровода в Турцию из Туркменистана и Ирана, новым газопроводам через Средиземное море из Алжира в Испанию и Португалию и из Ливии в Италию. Возможно заметное увеличение мощностей по экспорту в Европу сжиженного природного газа (СПГ). Реализация этих проектов будет способствовать диверсификации поставок газа в европейский регион.

Россия может сохранить свое доминирующее положение в европейском газовом экспорте только при проведении дальновидной стратегии. При этом следует учитывать, что российский газ на европейском рынке всегда будет рассматриваться как замыкающий. Это означает сохранение предельно трудных условий соглашений на его поставку. Тем не менее можно полагать, что Россия обеспечит до 2020–2025 гг. около 2/3 импорта природного газа в Европу.

Большие перспективы для экспорта российского природного газа открываются в восточном направлении, в страны АТР. По имеющимся прогнозам, в ведущих странах этого региона рост импорта газа оценивается как двукратный в период до 2010 г. Основной прирост спроса ожидается за счет Китая и Республики Корея, а также Японии (на 20 %). В целом потенциал прироста спроса на газ в АТР эквивалентен трем новым газопроводам производительностью у потребителей 20–25 млрд. куб. м в год.

В настоящее время все основные поставки газа в АТР обеспечиваются в виде СПГ. В будущем его доля сохранится существенной. Но она может заметно измениться при условии газоснабжения Китая, Японии и Республики Корея по газопроводам от российских месторождений[30]. Не исключено, что в дальнейшем может быть создана единая газопро-

[30] Следует учитывать, что одновременно ведутся подготовительные проработки проекта по прокладке газопровода из Индонезии на азиатский материк для экспорта газа в страны Юго-Восточной Азии и на юг Китая.

водная система с включением в нее месторождений России, Китая, Брунея и Индонезии. Это повысит надежность газоснабжения в странах АТР и увеличит шансы России на участие в таком проекте.

Россия имеет реальные возможности стать ведущей страной в снабжении АТР природным газом по газопроводным системам. В результате, доля России в совокупном экспорте природного газа в страны АТР уже к 2015–2020 гг. может превысить 1/3. Это вполне допустимый уровень поставок газа в регион, который очень чувствителен к диверсификации источников своего энергоснабжения.

Успешность реализации российских проектов газоснабжения стран АТР существенно зависит от экономического климата, инициируемого Россией. Необходимо иметь в виду, что потенциальные покупатели российского газа имеют параллельные проекты с экспортерами сжиженного газа. Однако хорошие перспективы России могут быть реализованы только в случае изменения отношения импортеров к дорогому, но традиционному для них сжиженному газу. Решение этой задачи должно целенаправленно осуществляться государством совместно с газовым и нефтяным бизнесом.

Экспорт других энергоресурсов сохранится на относительно стабильном уровне. В итоге можно ожидать, что суммарный экспорт энергоресурсов возрастет в предстоящий до 2025 г. период до 450–470 млн. т н. э.

Энергетический комплекс — серьезный загрязнитель окружающей среды, в первую очередь воздушного бассейна. Как известно, негативный эффект выбросов вредных компонентов определяется концентрацией загрязнителей в приземном слое атмосферы. При этом следует иметь в виду, что крупные энергетические объекты используют высокие трубы и специальные очистные сооружения, которые позволяют уменьшить их «вклад» в приземную концентрацию выбросов. Он ниже, чем у мобильных устройств с двигателями внутреннего сгорания и котельных установок с малой высотой рассеивания выбросов, расположенных на густонаселенных территориях.

В мировой практике особое внимание уделяется проблеме климатических изменений в связи с нарастанием выбросов «тепличных» газов в атмосферу. Международное соглашение (Киотский протокол) рекомендует странам начать их сокращение в первую очередь с выбросов CO_2. В частности, для России рекомендовано в среднесрочной перспективе не превышать уровень 1990 г.

Сложившаяся в России ситуация пока позволяет несколько отсрочить принятие дорогостоящих мер по стабилизации выбросов CO_2. Во-первых, потребление энергетических ресурсов в России существенно сократилось по сравнению с 1990 г. Во-вторых, структура экономики России постепенно меняется в пользу отраслей с меньшей энергоемкостью. Это обеспечивает более медленный рост потребления топлива

(в 2001 г. внутреннее потребление энергетических ресурсов составляло около 75 % от уровня 1990 г.). В-третьих, в современном энергетическом балансе страны доминирует природный газ, при сжигании которого образуется значительно меньше CO_2, чем при сжигании угля или жидкого топлива. Такая тенденция будет преобладающей на протяжении всего рассматриваемого периода, что существенно замедлит рост выбросов CO_2. Однако после 2020–2025 гг. Россия обязана активно включиться в международную стратегию сокращения выбросов CO_2 и других «тепличных» газов путем применения специальных мер.

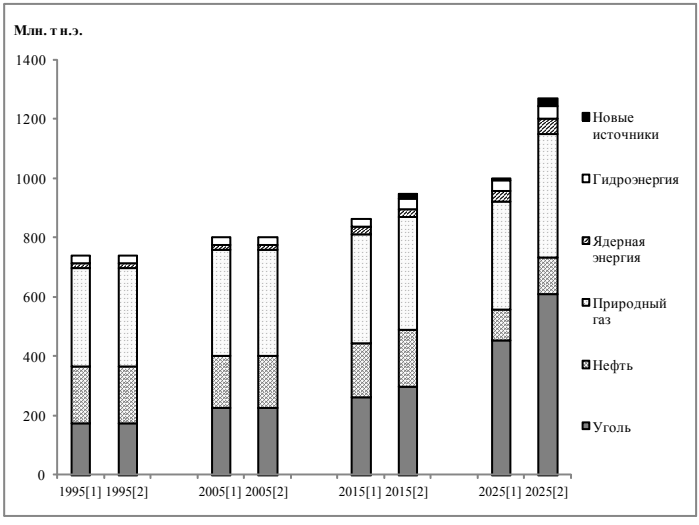


Рисунок 5. Прогноз роста внутреннего спроса на энергоресурсы в России по сценариям (1) и (2).

Основные особенности формирования перспективного энергетического баланса России до 2025 г.[31] Характерной особенностью перспективного развития России станет медленное наращивание внутреннего спроса на первичные энергетические ресурсы по сравнению с темпами экономического развития. К 2025 г. внутреннее потребление энергоресурсов возрастет в 1,35 (1,85) раза[32]. Природный газ сохранит свое ведущее положение (рис. 5). Его потребление увеличится примерно в 1,5 раза, но доля в совокупном спросе сократится примерно до 37–38 %.

[31] В статье показатели по гидроэнергии, ядерной энергии и возобновляемым источникам энергии при пересчете в тонны нефтяного эквивалента даны по их физическому эквиваленту, а не по величине замещаемого топлива.

[32] Здесь и далее приводятся два значения оценки, соответствующие двум рассматриваемым сценариям социально-экономического развития страны.

В отличие от природного газа доля сырой нефти может уменьшиться до 10–11 %. В то же время следует ожидать заметного роста потребления угля на внутреннем рынке — до 45–47 %. Доля остальных энергоресурсов в целом не превысит нескольких процентов. Определенный вклад в энергоснабжение страны в период до 2025 г. начнут вносить новые источники энергии, но они все еще будут находиться в стадии освоения.

Рост экспорта энергоресурсов продолжится. Самым крупным компонентом в вывозе энергоресурсов в страны ближнего и дальнего зарубежья останется природный газ. Вполне вероятен некоторый рост экспорта сырой нефти и нефтепродуктов, несмотря на возрастающие трудности в нефтедобывающей промышленности. Экспорт угля к 2025 г. может удвоиться. Интенсивно будет нарастать экспорт электроэнергии. Однако вклад в суммарный вывоз энергоресурсов из России двух последних видов энергии — относительно небольшой. Прогноз экспорта энергоресурсов показан на рис. 6.

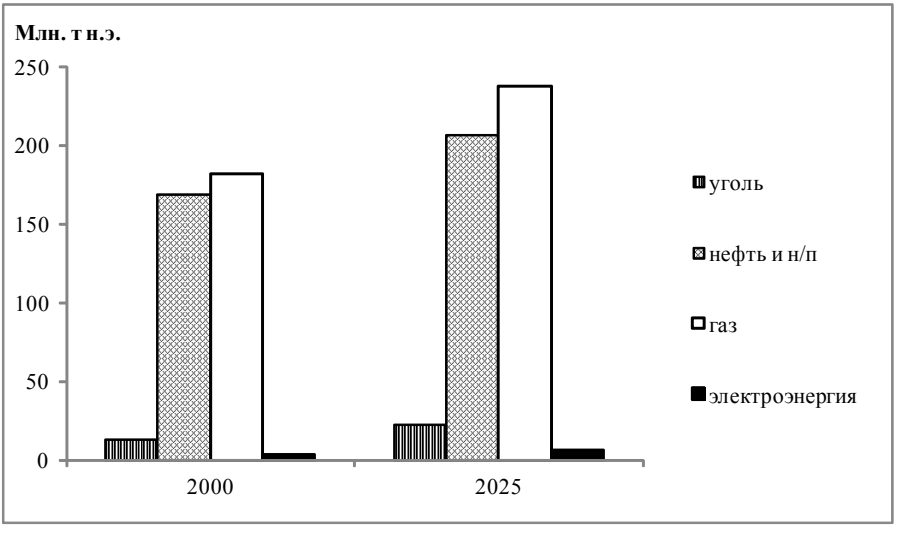


Рисунок 6. Прогноз российского экспорта первичных энергоресурсов, нефтепродуктов и электроэнергии.

Исходя из прогнозных оценок внутреннего потребления и экспорта первичных энергоресурсов, их производство в России к 2025 г. может возрасти в 1,4 (1,5) раза и сопровождаться заметными качественными изменениями в его структуре.

Органическое топливо останется основой энергетического баланса страны. Это видно из прогнозов производства первичных энергоресурсов в стране (рис. 7). В течение прогнозируемого периода возможно

существенное увеличение добычи угля — в 3–4 раза. В то же время доля природного газа постепенно снизится примерно с 51% в настоящее время до 42–43% к 2025 г. К концу прогнозного периода располагаемые ресурсы природного газа уменьшатся на 20–23% (см. табл. 2). Однако это не должно привести к сокращению добычи газа в последующие несколько десятилетий.

После 2015–2020 гг. может заметно снизиться объем добычи нефти, если не увеличатся темпы геологоразведочных работ. Вместе с тем для ближайших лет возможен некоторый рост ее добычи. В целом вклад сырой нефти в энергетический баланс значительно уменьшится (с 31% в 1995 г. до 18–21% в 2025 г.).

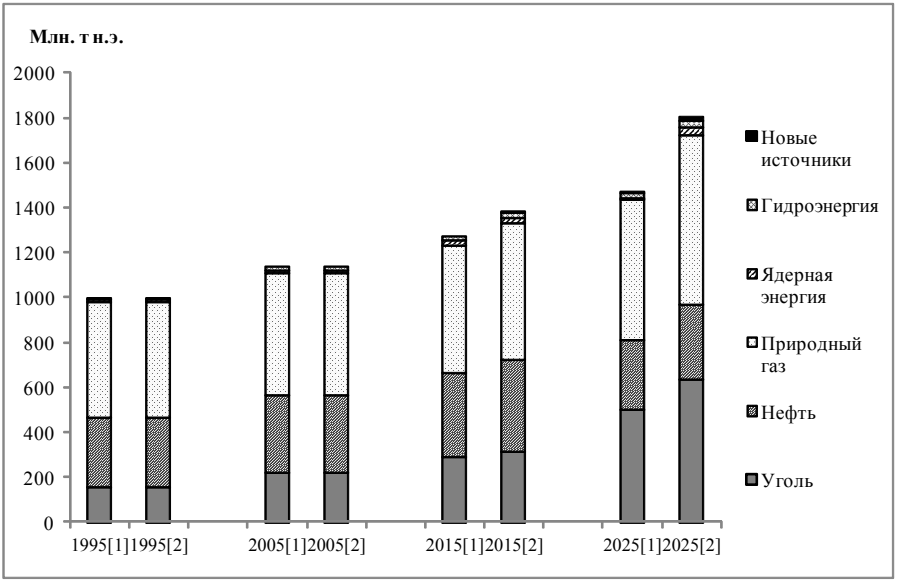


Рисунок 7. Прогноз производства первичных энергоресурсов в России по сценариям (1) и (2).

К 2025 г. извлекаемые ресурсы сырой нефти могут быть в значительной мере исчерпаны, что предопределяет в дальнейшем довольно высокую вероятность сокращения добычи нефти обычным способом. Поэтому важно создать необходимые условия для освоения месторождений с нетрадиционными способами извлечения нефти и переходу к производству заменителей нефти в виде водорода и жидкого топлива из природного газа и угля. К 2025 г. их добыча и производство могут быть востребованы в объеме 5–10 млн. т.

В свете рассматриваемых сценариев конечный спрос на энергоносители к 2025 г. возрастет соответственно более чем в 1,3 (1,7) раза

(рис. 8). Наиболее заметных изменений следует ожидать в потреблении электро- и теплоэнергии. Доля электроэнергии — самого прогрессивного энергоносителя — возрастет с 11,7% в начале прогнозного периода до 16% к 2025 г. Одновременно должно произойти снижение доли теплоэнергии, что связано с сокращением потерь и повышением эффективности ее использования.

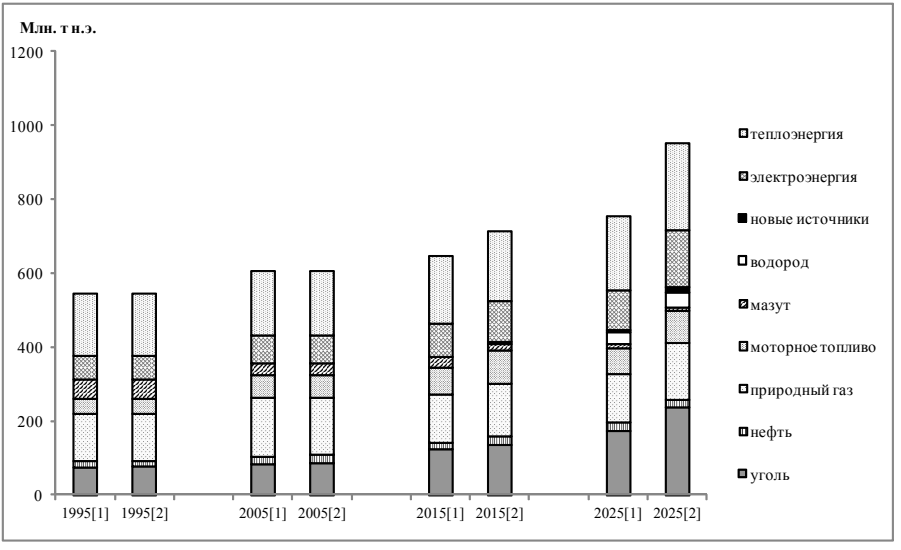


Рисунок 8. Прогноз конечного спроса на энергоносители в России по сценариям (1) и (2).

К концу прогнозного периода в энергобалансе страны появятся нетрадиционные виды энергии. Так, не исключена потребность в производстве примерно в 20–30 млн.т н.э. водорода. Масштабы освоения этой замещающей технологии будут зависеть от преодоления возможных трудностей, связанных с ростом добычи сырой нефти и сохранением необходимых для страны объемов ее экспорта.

Повышение эффективности российской экономики инициирует опережающие темпы роста спроса на электроэнергию по сравнению с общим энергопотреблением (рис. 9). В рассматриваемых сценариях этот спрос возрастет в 2,3 раза. Для промышленности будет характерен относительно медленный его рост: доля электроэнергии в общем электропотреблении: достигнет к концу прогнозного периода 66 (69)% по сравнению с 64% в настоящее время. Заметного роста можно ожидать в сельском хозяйстве — с 6 до 8 (9)% и на транспорте — с 6,6 до 11 (12)% в связи с развитием электротехнологий и электрифицированных видов транспорта.

Одновременно сократится доля электроэнергии, потребляемая в социальной сфере, с 22,9 до 10 (15)%, хотя в количественном выражении электропотребление в этом секторе будет расти. Полученный результат базируется на укрупненных характеристиках модели и должен быть дополнительно углубленно изучен.

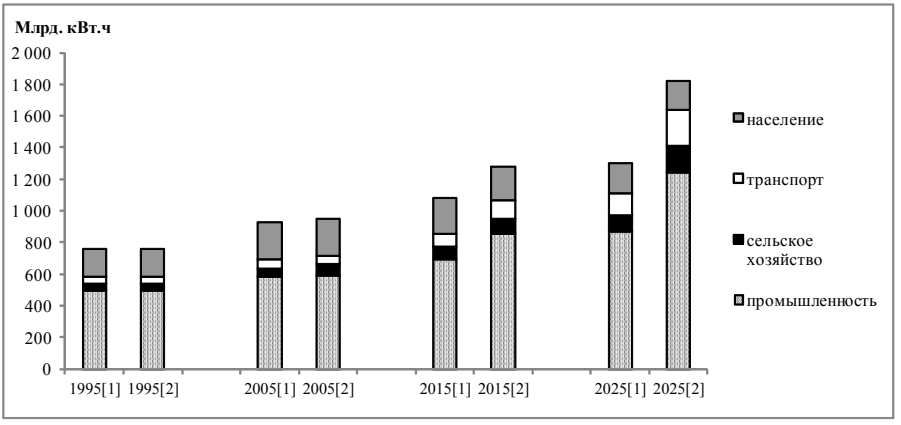


Рисунок 9. Прогноз спроса на электроэнергию в России по сценариям (1) и (2).

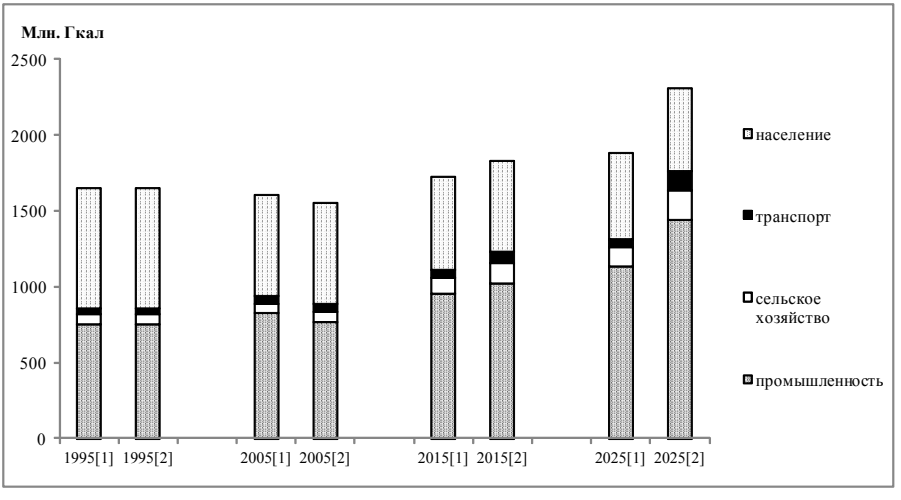


Рисунок 10. Прогноз спроса на тепло от централизованных источников в России по сценариям (1) и (2).

Рост спроса на тепло от централизованных источников окажется более умеренным по сравнению с ростом спроса на электроэнергию

— соответственно менее чем в 1,2 (1,4) раза (рис. 10). Доли промышленности, сельского хозяйства и транспорта в суммарном потреблении тепла могут увеличиться при определенном сокращении доли спроса со стороны населения и социальной сферы. Это возможно как следствие уменьшения потерь тепла в централизованном теплоснабжении общего пользования и массового перехода в этом секторе к контролю и учету расхода тепла.

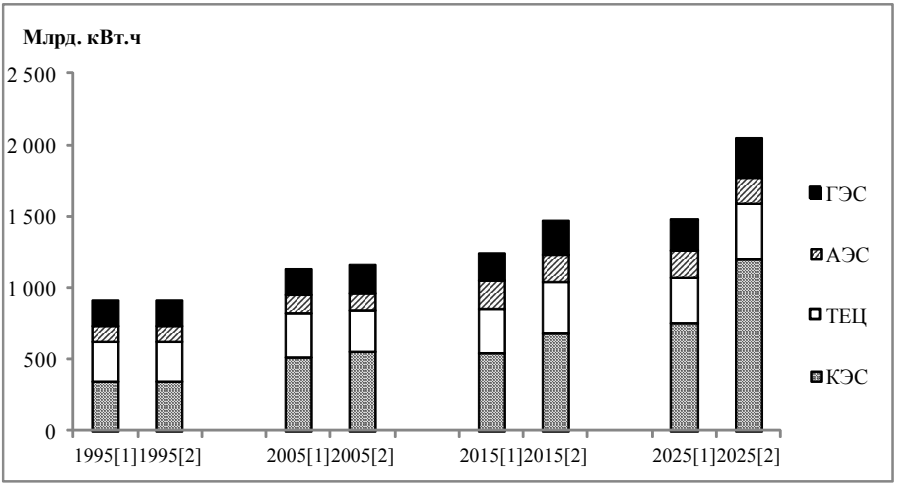


Рисунок 11. Прогноз производства электроэнергии в России по сценариям (1) и (2).

Опережающий рост спроса на электроэнергию простимулирует увеличение ее производства в 1,7 (2,3) раза. Тепловые конденсационные электростанции сохранят свою доминирующую роль, обеспечив в 2025 г. до 50 (58)% общей выработки электроэнергии в стране. Вклад теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) в выработку электроэнергии существенно не изменится, тогда как их доля к 2025 г. сократится до 19 (22)%. Атомные электростанции (АЭС) могут почти удвоить выработку электроэнергии, но при этом их доля в суммарной ее выработке к 2025 г. изменится мало — 9 (13)%. Возрастет выработка гидроэнергии, но ее доля сократится до 13 (15)% к 2025 г. Прогноз производства электроэнергии по типам генерирующих мощностей дан на рис. 11.

Потребление энергоресурсов на электростанциях России (включая расходы на выработку тепла на ТЭЦ) возрастет к 2025 г. в 1,5 (2,0) раза (рис. 12). При этом структура видов топлива практически останется неизменной: уголь — 27 (29)%, природный газ — 50 (52)%. Доля безуглеродных технологий также существенно не изменится.

Производство тепла от централизованных источников теплоснабжения увеличится менее чем в 1,2 (1,4) раза (рис. 13). Доли производства тепла котельными и ТЭЦ в течение рассматриваемого периода останутся практически постоянными.

По оценке перспективного развития добычи топлива в России (табл. 4), регион Урала и Западной Сибири сохранит свое положение основной топливной базы страны. Однако не исключено, что доля этого региона в суммарном производстве топливных ресурсов несколько сократится. Доля европейской части, по-видимому, останется неизменной, а Восточной Сибири и Дальнего Востока возрастет.

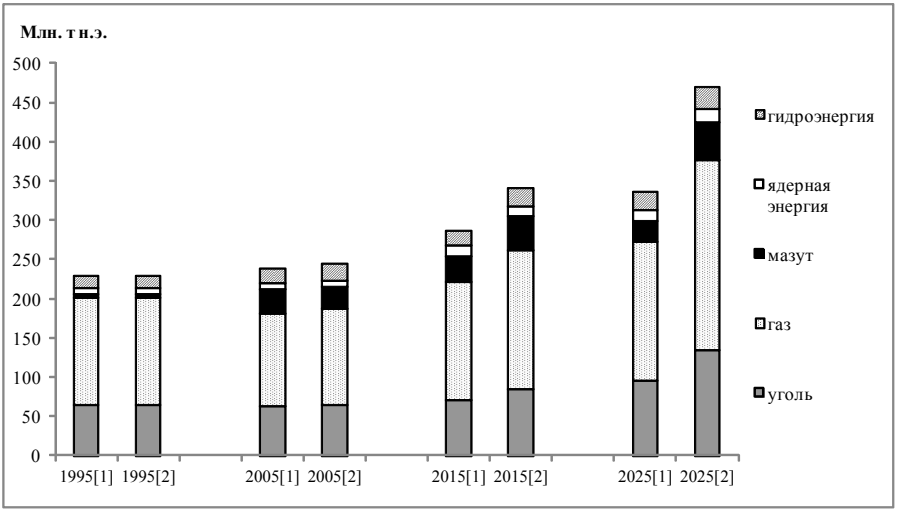


Рисунок 12. Прогноз спроса на энергоресурсы в электроэнергетике России по сценариям (1) и (2).

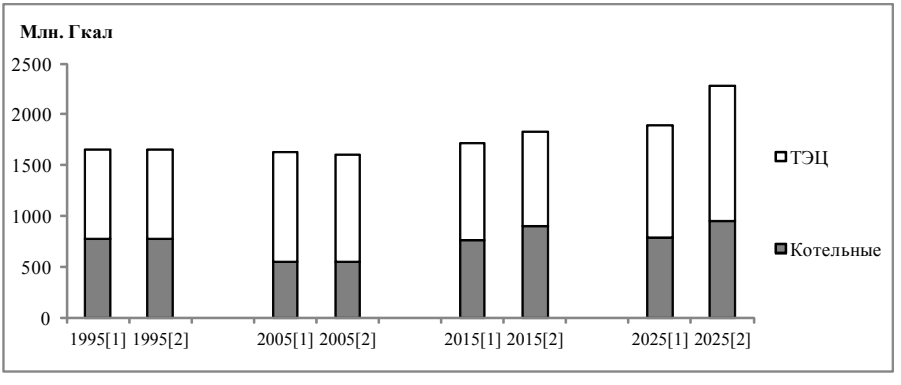


Рисунок 13. Прогноз производства тепла в системах централизованного теплоснабжения в России по сценариям (1) и (2).

Таблица 4. Перспективы добычи топлив в России.

Виды топлива (регион)	1995 г.	2005 г.	2015 г.	2025 г.
Уголь, всего				
млн. т н.э.	155	210–215	280–300	475–615
%	100,0	100,0	100	100
Европейская часть				
млн. т н.э.	26	50–52	55–60	80–90
%	16,8	24	20	17
Урал и Западная Сибирь				
млн. т н.э.	100,3	125–130	185–195	335–455
%	64,7	60	66	70
Восточная Сибирь и Дальний Восток				
млн. т н.э.	28,7	35–33	40–45	60–70
%	18,5	16	14	13
Природный газ,				
млрд. куб. м	600	660–670	665–705	740–895
%	100	100	100	100
Европейская часть				
млрд. куб. м	52	70–72	65–95	145–185
%	8,7	11	10	20
Урал и Западная Сибирь				
млрд. куб. м	541	570–573	565–570	545–655
%	90,2	86	85	73
Восточная Сибирь и Дальний Восток				
млрд. куб. м	7	20–25	35–40	50–55
%	1,1	3	5	7
Нефть, млн. т				
млн. т	303,5	338–340	370–395	295–305
%	100	100	100	100
Европейская часть				
млн. т	83	85–77	105–110	55–60
%	27,3	25	28	19
Урал и Западная Сибирь				
млн. т	215	235–245	240–255	200–205
%	70,8	70	65	68
Восточная Сибирь и Дальний Восток				
млн. т	5,5	18	25–30	40
%	1,9	5	7	13

В первой четверти XXI в. уголь будет наиболее распространенным видом топлива. Его добыча возрастет соответственно в 3,1 (4,0) раза. Она будет нарастать во всех регионах, причем в европейской части страны увеличится в 3 (3,5) раза, а в регионе Восточной Сибири и Дальнего Вос-

тока — в 2,1 (2,4) раза. Доля Урала и Западной Сибири увеличится с 65% в суммарной добыче угля в стране до 70 (72)%.

Суммарная добыча природного газа — основы энергетического баланса страны, — к 2025 г. возрастет в 1,25 (1,5) раза. В регионе Урала и Западной Сибири добыча газа увеличится примерно в 1,1 (1,25) раза; при этом доля региона в суммарной добыче снизится до 72–73%. Напротив, динамично будет расти добыча газа в европейской части страны: в 2,8 (3,7) раза. Особенно интенсивным следует ожидать рост добыча газа в регионе Восточной Сибири и Дальнего Востока, — не менее чем в 6,5 (7,5) раза.

Можно ожидать, что добыча нефти достигнет максимума к 2015 г., а затем она стабилизируется или начнет снижаться. Причина — в исчерпании ресурсов дешевой нефти. Дорогая нефть, по-видимому, не сможет внутри страны конкурировать с другими энергоресурсами, прежде всего, с более дешевым природным газом. Динамично добыча нефти будет нарастать только в регионе Восточной Сибири и Дальнего Востока. В остальных регионах после 2015 г. будет наблюдаться постепенное ее сокращение. Все это будет способствовать тому, что к концу прогнозного периода доля европейской части в добыче нефти заметно сократится практически при сохранении доли Урала и Западной Сибири и заметном увеличении доли Восточной Сибири и Дальнего Востока. Не исключено, что в конце прогнозного периода потребуется переход к нетрадиционным способам добычи нефти и производству синтетического топлива из угля.

Характерной особенностью российского энергетического комплекса является необходимость транспорта энергетических ресурсов на большие расстояния. Это определяется удаленностью размещения центров потребления энергии от основных топливных баз. Как известно, основное энергопотребление сосредоточено в европейской части России, тогда как большая часть запасов природных энергоресурсов находится в восточных регионах. В перспективе эта ситуация усложнится.

Основной межрегиональный поток угля — из региона Урала и Западной Сибири в европейскую часть страны, — по нашим оценкам, более чем удвоится в течение первой четверти текущего столетия. По-видимому, потребуется сооружение или специализированной углевозной железнодорожной магистрали Восток — Запад (как предполагалось в 80-е годы прошлого столетия), или трубопроводов для транспорта угольной суспензии. Этот вариант связан с изысканием свободных объемов водных ресурсов в Западной Сибири, что может оказаться весьма проблематичным.

Межрегиональные перетоки сырой нефти, в основном трубопроводным транспортом, формируются в первую очередь поставками на экспорт из Западной Сибири. В перспективе этот поток может возрасти

в 1,3 (1,4) раза. Новое направление образуют экспортные потоки нефти из Восточной Сибири к побережью Тихого океана.

Наиболее сложно в перспективе формируется схема межрегиональных потоков природного газа. Уже в настоящее время более 80 % его объема транспортируется из Западной Сибири в западном направлении (практически поровну для внутреннего потребления и на экспорт). Потребность в газе европейской части страны обеспечивается за счет собственных ресурсов всего на 20 %. В перспективе к 2025 г. эта величина может возрасти до 35–40 %. Новый экспортный поток в восточном направлении придаст импульс дальнейшему экономическому развитию российских регионов и стран АТР в период до 2025 г.

Приближенные оценки показывают, что перетоки электроэнергии в европейскую часть из региона Урала и Западной Сибири могут достигнуть более 1/3 величины собственной генерации. В перспективе они будут сокращаться по мере наращивания собственной генерации в европейской части страны. Будут расти перетоки электроэнергии из Восточной Сибири и Дальнего Востока в регион Урала и Западной Сибири, особенно в динамическом сценарии.

Таким образом, обоснованно ожидать расширения и усиления межрегиональных энергетических связей в рассматриваемой перспективе. Как следствие для повышения надежности и безопасности этих связей и устойчивости энергоснабжения регионов страны потребуются существенные инвестиции.

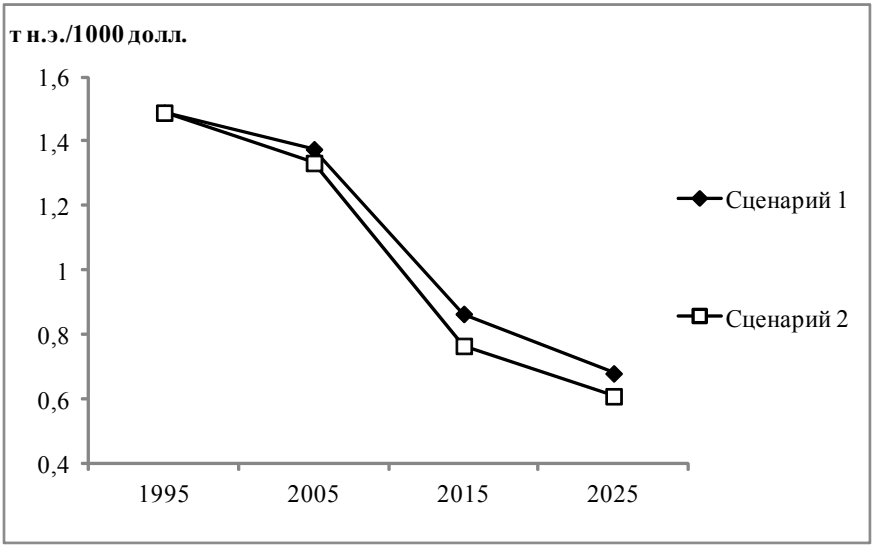


Рисунок 14. Прогноз динамики энергоемкости ВВП по сценариям (1) и (2).

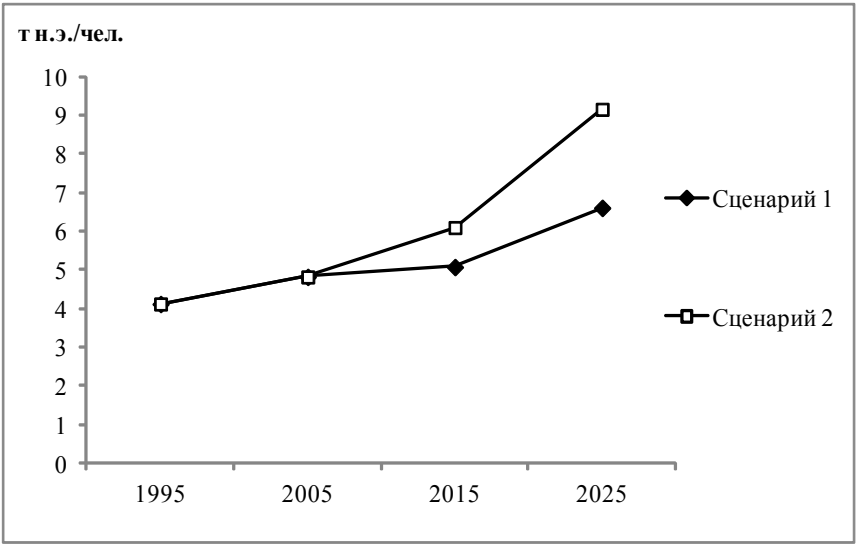
Основные макроэкономические характеристики перспективного энергетического баланса России к 2025 г. Важным фактором в процессе формирования перспективного энергетического баланса страны и ее регионов является *энергосбережение*. Можно ожидать, что энергоемкость ВВП к 2025 г. сократится на 35 и 40 %, что соответствует среднему темпу снижения энергоемкости в инерционном сценарии (1) примерно на 2,6 % в год, а в динамическом сценарии (2) — 3,1 % в год (рис. 14). Это позволит России к концу прогнозного периода уменьшить разрыв в энергоемкости ВВП с развитыми странами до 2,5–3,0-кратного по сравнению с 4–5-кратным в начале периода.

При этом продолжится рост среднедушевого потребления первичных энергоресурсов примерно с 4,5 до 6,9 (9,2) т н. э./чел. (рис. 15а). Не менее интенсивно будет расти среднедушевое потребление электроэнергии — к концу прогнозного периода оно увеличится в 1,7 (2,3) раза по сравнению с его началом (рис. 15б).

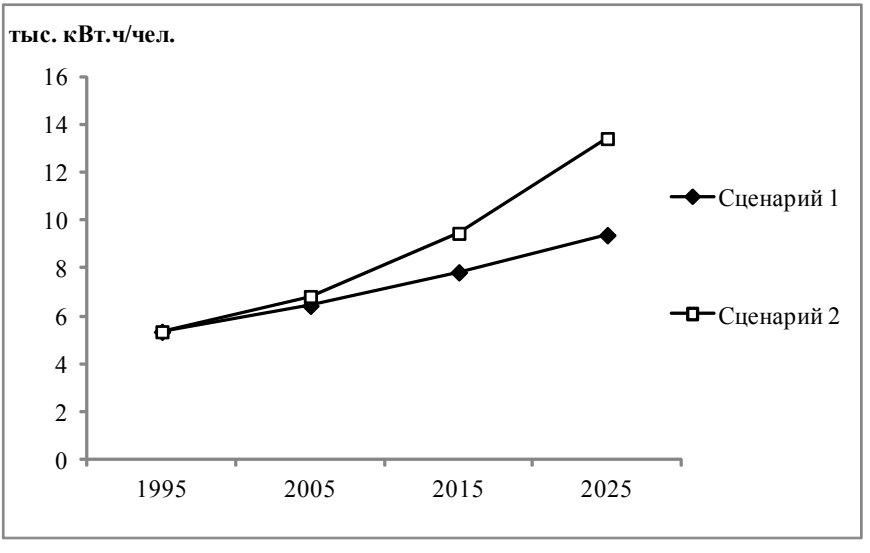
В рассматриваемых сценариях экономического роста не ставилась задача сокращения или стабилизации выбросов «тепличных» газов на протяжении всего периода прогнозирования. Учет этого фактора — тема специального исследования. Однако его результаты могут существенно повлиять на производственную и экономическую конфигурацию энергетического комплекса. Оценка выбросов CO_2 энергетическими объектами показала, что в течение прогнозного периода они возрастут в 1,3 (1,7) раза по сравнению с исходным уровнем (рис. 16).

Предельный объем выбросов CO_2, установленный для России в соответствии с Киотским соглашением на уровне 1990 г., в инерционном сценарии будет достигнут только к концу прогнозного периода, в динамическом этот порог может быть превзойден уже к 2015 г. Это позволяет России реформировать свою экономику, не отвлекаясь, по крайней мере, в ближайшее десятилетие на проведение мер по сокращению объемов выбросов. Следует ожидать увеличения доли региона Урала и Западной Сибири в выбросах CO_2 к 2025 г. — до 43 (46)%. При этом доля европейской части будет снижаться до 43 (46)%. Выбросы CO_2 на территории региона Восточной Сибири и Дальнего Востока незначительно возрастут, но доля этого региона останется почти неизменной.

На рис. 17 дана оценка распределения выбросов CO_2 по видам топлива. В настоящее время на долю угля приходится около 38 % всех выбросов, жидкого топлива — 28 % и природного газа — около 34 %. К концу прогнозного периода возможно значительное сокращение выбросов CO_2 от сжигания жидкого топлива в связи с уменьшением его использования в энергетическом комплексе. Доля выбросов CO_2 от сжигания природного газа может несколько уменьшиться. Но объем выбросов от сжигания угля может существенно возрасти.



(а)



(б)

Рисунок 15. Прогноз среднедушевого потребления первичных энергоресурсов (а) и электроэнергии (б).

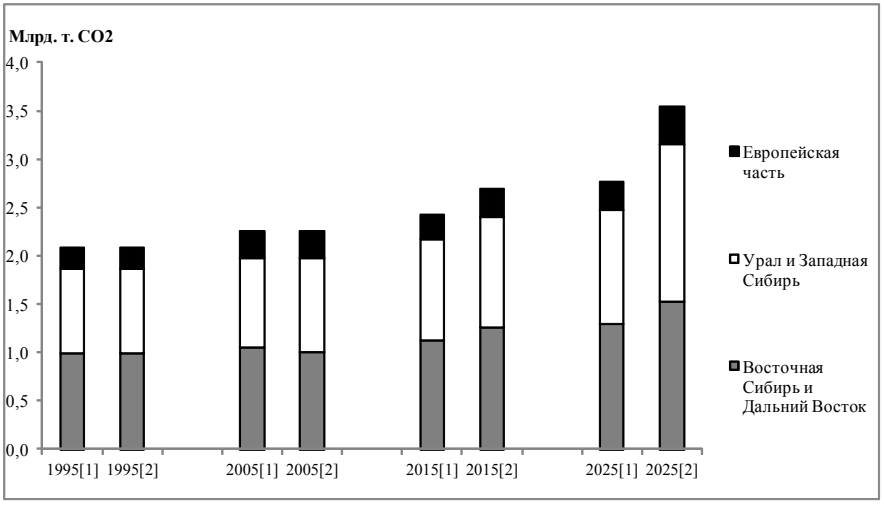


Рисунок 16. Оценка по сценариям (1) и (2) выбросов CO_2 энергетическими объектами по регионам России.

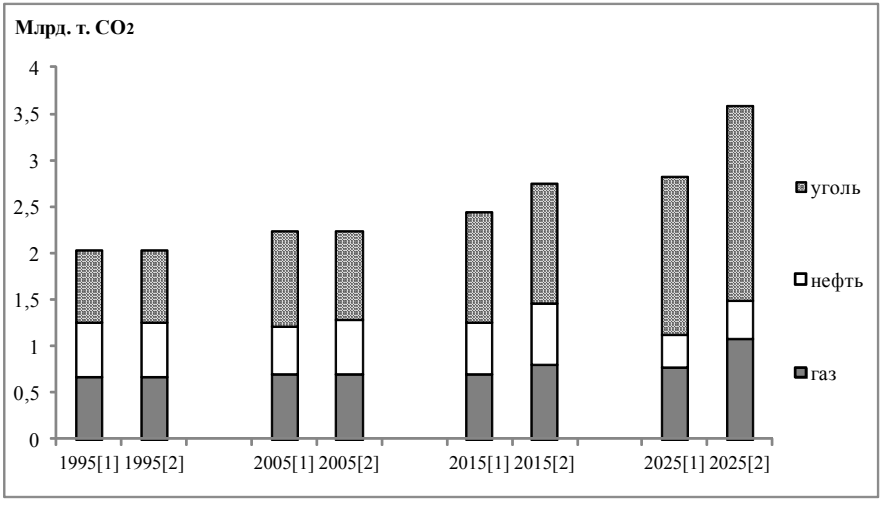


Рисунок 17. Оценка по сценариям (1) и (2) выбросов CO_2 энергетическим комплексом по видам используемого топлива.

На динамику выбросов CO_2 оказывает ограничивающее воздействие опережающий рост использования природного газа и энергосбережение. За пределами 2025 г., возможно, потребуются специальные меры по регулированию выбросов CO_2, прежде всего, за счет интенси-

фикации применения безуглеродных технологий и использования возобновляемых источников энергии.

Инвестиционный спрос со стороны энергетического комплекса в соответствии с рассмотренными сценариями составляет, по нашим оценкам, в целом по десятилетиям: 1996–2005 гг. — 340 (350) млрд. долл.; 2006–2015 гг. — 515 (600) млрд. долл.; 2016–2025 гг. — 520 (680) млрд. долл. (рис. 18). Можно ожидать, что в течение первой половины прогнозного периода существенно возрастет спрос топливодобывающих отраслей, а во второй его половине — электроэнергетики, централизованного теплоснабжения и возобновляемых источников энергии.

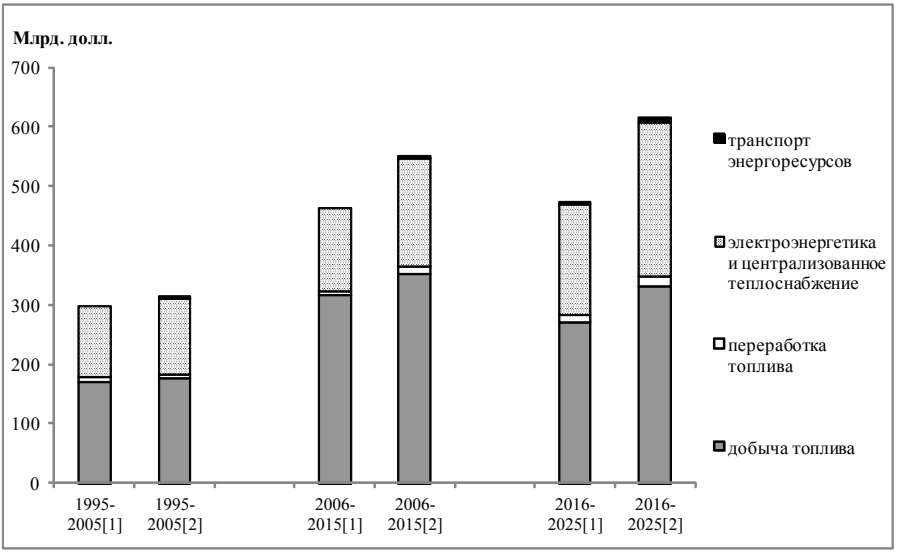


Рисунок 18. Оценка инвестиционного спроса энергетическим комплексом России по сценариям (1) и (2).

Прогнозы развития энергетики в макрорегиональном разрезе[33]**.** В настоящее время более половины первичных энергоресурсов потребляется на территории европейской части России. К 2025 г. в их потреблении может увеличиться доля восточных регионов. Это более заметно в динамическом сценарии. В итоге доля европейской части снизится до 49–51 %, доли Урала и Западной Сибири, а также Восточной Сибири и Дальнего Востока — возрастут соответственно до 38–40 и10 % (рис. 19).

[33] В связи с неполнотой данных о потреблении отдельных видов топлива и их межрегиональных перетоках приводимые здесь оценки базируются на имеющейся статистической информации и дополняющих ее экспертных заключениях.

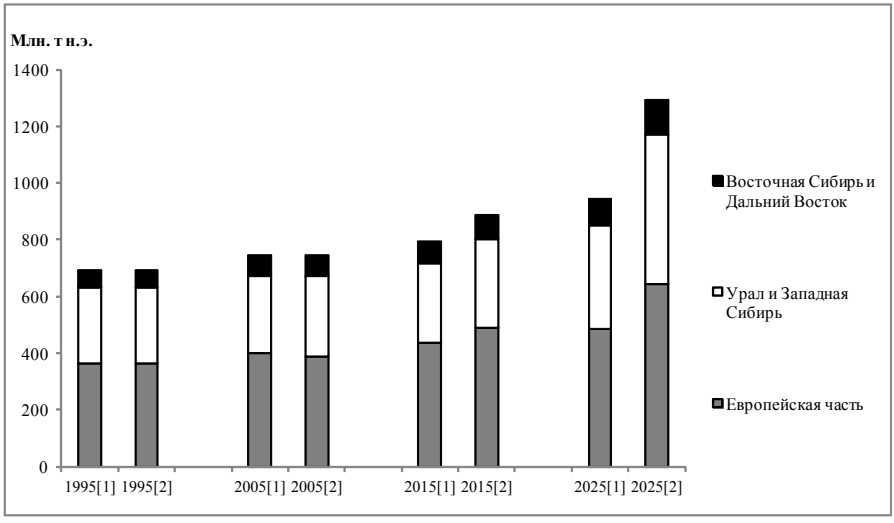


Рисунок 19. Динамика изменения региональной структуры потребления первичных энергоресурсов в России по сценариям (1) и (2).

Европейская часть России на протяжении всего периода прогнозирования будет испытывать систематически возрастающий дефицит энергии. Основным источником дополнительных поставок энергии в этот регион будет Урал и Западная Сибирь.

Можно ожидать, что внутреннее потребление первичных энергоресурсов в регионе возрастет в соответствии со сценариями в 1,34 (1,75) раза. Природный газ обеспечивает в настоящее время свыше 60% внутреннего потребления всех энергоресурсов в регионе. В перспективе можно ожидать роста его доли к концу периода соответственно до 61 (66)%. Потребление нефти в регионе будет медленно нарастать до 2015 г., пока не станут ощутимыми ограничения по ее сырьевой базе. Это приведет почти к двукратному снижению доли нефти. При практическом росте объемов потребления угля примерно в 2 раза, его доля в энергетическом балансе региона в 2025 г. останется в пределах 15 (23)%.

В инерционном сценарии вклад ядерной энергии в энергетический баланс региона изменится мало, тогда как в динамическом — будет значительным. Увеличение стоимости топлива в регионе к концу прогнозного периода будет стимулировать появление новых источников энергии. Они становятся рентабельными, особенно при теплоснабжении рассредоточенных потребителей (сельское хозяйство, мелкие населенные пункты и т. п.).

Производство первичных энергоресурсов на территории региона в условиях инерционного сценария возрастет незначительно —

в 1,4–1,5 раза. Но при развитии по динамическому сценарию можно ожидать рост собственного производства первичных энергоресурсов к 2025 г. примерно в 1,9 раза.

Доля электроэнергии в региональной структуре конечного потребления энергии увеличится до 16 (18)%. При этом выработка электроэнергии в регионе должна возрасти в 2,0 (2,8) раза. На электростанциях особенно заметно увеличится использование природного газа и ядерного топлива при слабом росте потребления угля.

Тепловая энергия от централизованных источников в структуре конечного потребления энергии региона в перспективе снизится в связи с ожидаемой результативностью жилищно-коммунальной реформы, новыми стандартами в жилищном строительстве и другими факторами. В результате, спрос на тепловую энергию будет расти более медленными темпами, чем на другие энергоносители, и составит 108 (123)% за прогнозный период. Можно ожидать, что к концу периода примерно половина выработки тепла от централизованных источников придется на ТЭЦ.

Регион Урала и Западной Сибири сохранит свое положение ведущей топливной базы страны. Производство первичных энергоресурсов в регионе в рассматриваемой перспективе возрастет на 35 (60)%. Примерно такими же темпами будет расти его внутреннее потребление энергии.

Характерной особенностью энергетического комплекса региона является интенсивное развитие угольной промышленности на базе добычи дешевых углей и, при необходимости, организации на этой основе производства синтетических топлив (жидкого котельно-печного, моторного), водорода и др. Это позволит к концу периода обеспечить замещение природного газа в энергетическом балансе региона для направления его на другие цели.

В результате добыча угля к 2025 г. возрастет в 3,3 (4,6) раза, а вклад угля в структуру производства первичных энергоресурсов в регионе — до 34–38 %. Добыча природного газа будет медленно увеличиваться, а его доля в структуре производства энергетических ресурсов сократится до 44 (45)% к 2025 г. Добыча нефти увеличится до 2015–2020 гг., а затем начнет снижаться. К концу прогнозного периода ее доля сократится до 17 (21)%.

В регионе Урала и Западной Сибири заметно повысится потребление электроэнергии. Ее доля в конечном потреблении энергии увеличится до 13 (14)% в 2025 г. В результате рост выработки электроэнергии в регионе возрастет в 1,25 (1,75) раза. Основная часть электроэнергии будет вырабатываться на тепловых электростанциях. Выработка на ГЭС будет расти медленно, а ее доля в суммарной выработке электроэнергии снизится до 15 (17)% к концу прогнозного периода. Основными

видами топлива для электростанций останутся природный газ и уголь. Производство тепловой энергии централизованными источниками возрастет в 1,3 (1,8) раза.

В регионе Восточной Сибири и Дальнего Востока в перспективе производство первичных энергоресурсов возрастет в 3,6 (4,2) раза, причем темпами, опережающими потребление и позволяющими увеличить экспорт. При этом произойдет многократное увеличение добычи сырой нефти и природного газа. Заметно увеличится добыча угля, хотя она будет существенно менее интенсивной, чем в других регионах страны. Определенный вклад в энергетический баланс региона будут вносить гидроэнергия, новые источники энергии и ядерная энергия. Но их доля к 2025 г. останется относительно небольшой в суммарном производстве первичных энергоресурсов.

Можно ожидать заметного роста производства электроэнергии в основном на тепловых электростанциях. В абсолютном выражении возрастет выработка электроэнергии на ГЭС. Однако к концу прогнозного периода ее доля может снизиться до 30 % в инерционном сценарии и 20 % в динамическом сценарии по сравнению с 37 % в начале периода. После 2015 г. можно ожидать появления в регионе первых АЭС. В расходе первичных энергоресурсов на электростанциях уголь сохранит ведущее положение. Заметно увеличится потребление природного газа, особенно на ТЭЦ крупных городов, что необходимо для улучшения экологической обстановки.

Литература

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2020 г. www.mte.gov.ru/docs/32/103.html.

2. Экономическое, социальное и политическое пространство России в глобализирующемся мире. Отчет о выполнении исследований по тому IV. Программа фундаментальных исследований Отделения общественных наук РАН. М. 2003.

3. Население России 2000. Восьмой ежегодный демографический доклад / Под ред. А.Г. Вишневского. М.: Книжный дом «Университет», 2001.

4. Недра России. Т. 1. // Полезные ископаемые / Под ред. Н.В. Межеловского, А.А. Смыслова. СПб. — М., 2001.

5. О состоянии минерально-сырьевой базы Российской Федерации. Государственный доклад Минприроды РФ, Минэкономразвития РФ и Минэнерго РФ, 2001 www.mineral.ru/Chapters/Production/Issues/35/Issue_Files.html.

6. World Petroleum Assessment 2000. USGS. 2001. Assessment Results Summary — Russia.

7. Statistical Review of World Energy 2003. www.bp.com/subsection/do?categoryld=95&contentld=2006480.

8. Виноградова О. Мировые итоги 2003 // Нефтегазовая вертикаль. 2004. № 2.

Валютные поступления от экспорта российских углеводородов: факторы и зависимости [34]

Валютные поступления от экспорта российских углеводородов (нефти, нефтепродуктов и природного газа) длительное время являются ключевым фактором финансирования экономического роста и формирования бюджета России. Их доля в общей валютной выручке страны колеблется в неизменных пределах: от трети (38,4 %, 1995 г.) до половины (52 %, 2002 г.). Это позволяет сделать вывод, что стабильность современной российской экономики прямо зависит от конъюнктуры мировых цен на углеводороды, в первую очередь на нефть.

Непредсказуемость этих цен из-за их высокой волатильности привела в ряде стран мира к созданию стабилизационных фондов для демпфирования рисков неисполнения расходной части государственных бюджетов [1, 2]. В России с 1 января 2004 г. также начал функционировать стабилизационный фонд федерального бюджета [3]. Уже в марте он составил 122,4 млрд. руб. Ожидается, что к концу 2004 г. накопления фонда достигнут 280 млрд. руб., а 2005 г. — 420 млрд. руб. [4].

Условия и периодичность пополнений стабилизационного фонда во многом будут определяться особенностями формирования экспортной выручки от реализации углеводородов на мировом рынке. В первую очередь это европейский рынок — главная торговая площадка для российской нефтегазовой продукции. Основа реализации углеводородов — экспортная нефть Urals, которая представляет собой смесь нефтей разного качества. Она образуется в результате перекачки нефтей из разных месторождений по единой в стране системе нефтепроводов.

Уровень цены нефти Urals, складывающийся на нефтяном рынке Европы, во многом формирует величину выручки от экспорта углеводородов. Он прямо связан с уровнем цены нефти Brent, которая добывается в великобританском секторе Северного моря и является маркерной ценой для всех нефтей, реализуемых на европейском рынке.

Динамика среднегодовых цен нефти Urals за 1982–1991 гг. и ее среднемесячных значений с января 1992 по январь 2004 г. (включительно) (рис. 1, [5, 6])[35] показывает, что они тесно связаны с ценой нефти Brent, но систематически ниже ее уровня. В то же время динамика цены нефти Urals и характер ее колеблемости заметно изменились после введения ОПЕК коридора цен в марте 2000 г., установленного в пределах 22–28 долл./барр. для цены так называемой корзины нефтей ОПЕК[36].

---

[34] Ж. «Проблемы прогнозирования», № 5 ,2004 г. Соавтор Данилина М.В.

[35] Далее, если источник не указан, данные приведены по [6].

[36] Она формируется на основе цен нефтей главных месторождений шести стран ОПЕК (Алжир, Венесуэла, Индонезия, Нигерия, ОАЕ, Саудовская Аравия) и Мексики.

Регулирование цены предусматривается путем изменения квот добычи нефти странами ОПЕК и поставок на рынок, если цена корзины опустится за нижнюю границу коридора в течение десяти торговых дней подряд. Аналогичные действия должны быть предприняты при превышении верхней границы после двадцати торговых дней.

Введение ОПЕК коридора цен существенно повлияло на величину средней цены российской нефти: она возросла с 17,41 до 25,07 долл./барр. и находится на уровне средней цены коридора (табл. 1, см. также рис. 1). Другим значимым фактором стала меньшая колеблемость цены как в абсолютных, так и в относительных показателях. Но при этом сравнительно плавные изменения цены сменились ее крутыми подъемами и спадами, в основном в границах «коридора» цен. Но при этом восстановление спадов цены нефти Urals происходит относительно быстро, и даже заметные снижения цены не достигают уровней, критичных для российской экономики.

Таблица 1. Динамика среднемесячных цен российской нефти Urals до и после введения ОПЕК коридора цен в марте 2000 г.

Показатель	Характеристика динамики за период	
	01.92 – 02.00	03.00 – 01.04
Средняя цена, долл./барр.	17,41	25,07
Широта размаха цены, долл./барр.	18,17	13,28
Коэффициент вариации по широте размаха	1,044	0,530
Среднее линейное отклонение цены, долл./барр.	2,78	2,54
Коэффициент вариации по среднему линейному отклонению	0,160	0,101
Среднее квадратическое отклонение цены	3,59	3,21
Коэффициент вариации по среднему квадратическому отклонению	0,206	0,128

Среднемесячная цена нефти Urals после введения коридора цен трижды до января 2004 г. (включительно) превышала 30 долл./барр. — рекордный уровень, который ранее был достигнут в 1982 г. (более 20 лет назад). В настоящее время она продолжает оставаться на очень высоком уровне. Он инициируется высокой ценой корзины нефтей ОПЕК, которая после 2 декабря 2003 г. непрерывно превышает верхнюю границу ценового коридора уже в течение 84 торговых дней [7]. Таким образом, введение коридора цен ОПЕК, направленное на регулирование цен нефти, в целом положительно повлияло на динамику цены российской нефти.

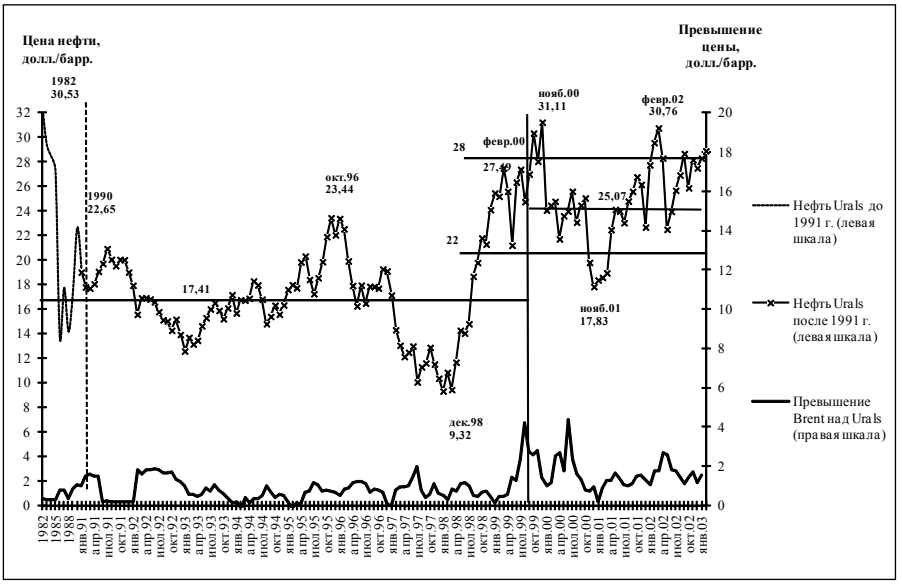


Рисунок 1. Динамика цены российской нефти сорта Urals.

Вместе с тем теснота корреляционной связи между ценой нефти Urals и ценой маркерной нефти Brent изменилась. Она стала меньше, хотя сохранилась высокой, практически равной тесноте связи между ценами российской нефти и корзины нефтей ОПЕК. Высокое значение тесноты связи наблюдается и между ценой Urals и ценой приобретения НПЗ США импортируемой сырой нефти (табл. 2). Все это необходимо учитывать при прогнозе цены нефти Urals на мировом рынке.

Таблица 2. Теснота корреляционной связи между ценой нефти Urals и ценами некоторых основных сортов нефти мирового рынка.*

Сорт нефти	R^2
До введения коридора цен	
Brent	0,995
«Корзина» нефтей ОПЕК	0,992
Импортная нефть на НПЗ США	0,984
После введения коридора цен	
Brent	0,981
«Корзина» нефтей ОПЕК	0,983
Импортная нефть на НПЗ США	0,935

** Источник по ценам «корзины» ОПЕК — [8], по ценам приобретения НПЗ США импортируемой сырой нефти — [9].*

Определяющая для цен на российские нефтепродукты цена нефти Urals существенно влияет и на цену газа (рис. 2). Теснота корреляционной связи для всего рассматриваемого периода составляет по нефтепродуктам 0,89, по газу — 0,70. Оценки тесноты корреляционных связей с учетом лагов, выполненные в работе [10], дают близкие значения. Как показано в этой работе, на мировом рынке цены многих промышленных товаров имеют значимые корреляционные связи с ценой нефти.

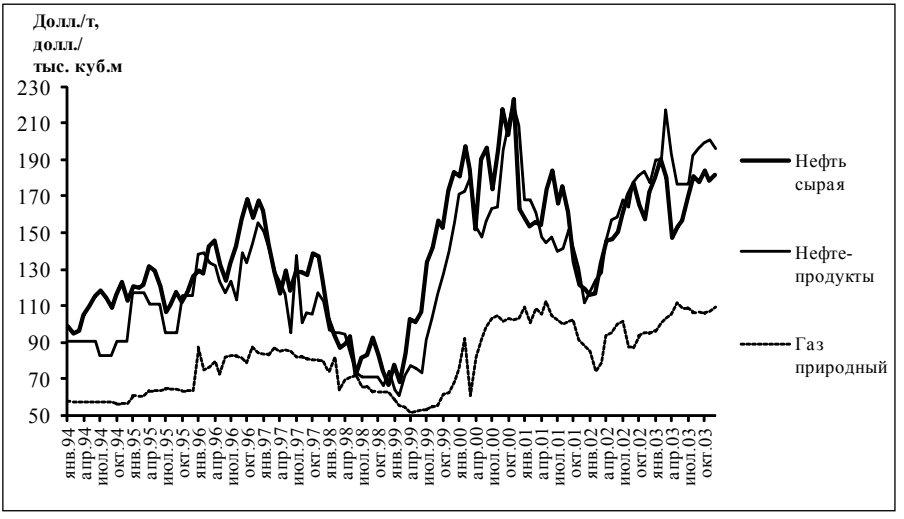


Рисунок 2. Динамика российских экспортных цен на нефть сырую, нефтепродукты и природный газ.

Валовая валютная выручка от экспорта российских углеводородов также существенно зависит от уровня цены нефти Urals. На рис. 3 показана их динамика за период 1994–2004 гг. Теснота корреляционных связей валютных выручек от экспорта нефти, нефтепродуктов и газа с ценой нефти сорта Urals дана в табл. 3.

Как показано на рис. 3, совокупная валютная выручка имеет более тесную корреляционную связь с ценой нефти Urals, чем ее составляющие. Причем введение ОПЕК коридора цен привело к уменьшению тесноты корреляционной связи между ценой нефти Urals и валютной выручкой от экспорта углеводородов.

В свою очередь динамика фактических суммарных налоговых доходов федерального бюджета за периоды до введения коридора цен ОПЕК (01.96–02.00 гг.) и после (03.00 г.—01.04 г.) во многом определяется динамикой цен нефти Urals. Теснота корреляционных связей равна соответственно 0,47 и 0,42.

Таблица 3. Теснота корреляционной связи валютной выручки от экспорта российских углеводородов с ценой нефти Urals, 1994—2004 гг.

Валютная выручка	R^2
До введения коридора цен	
нефть	0,910
нефтепродукты	0,576
природный газ	0,454
совокупная	0,799
После введения коридора цен	
нефть	0,496
нефтепродукты	0,263
природный газ	0,138
совокупная	0,520

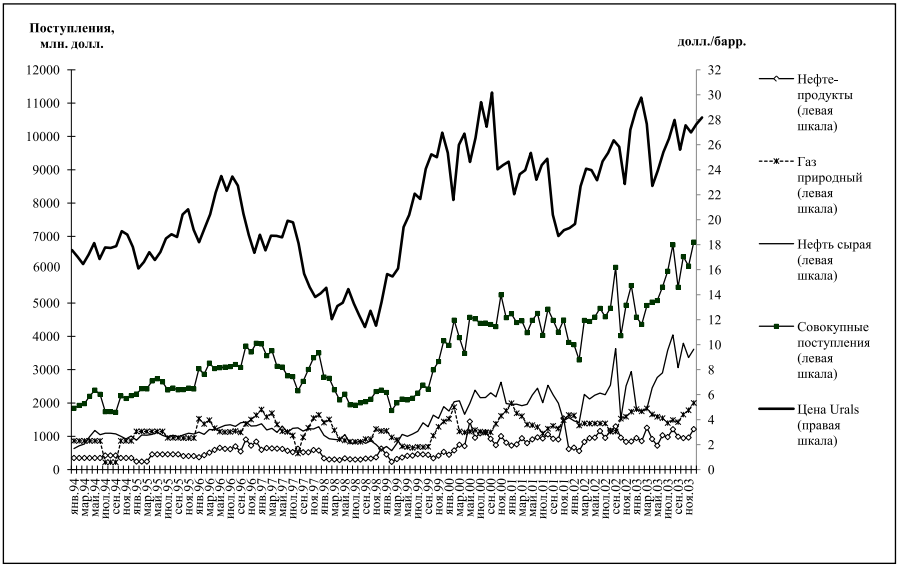


Рисунок 3. Динамика валовой валютной выручки от экспорта российских углеводородов и цены российской нефти.

За те же периоды выявилась тесная корреляционная связь между валовой валютной выручкой от экспорта российских углеводородов и фактическими суммарными налоговыми доходами федерального бюджета (рис. 4). Очевидно, что только часть валовой валютной выручки от экспорта углеводородов направляется в налоговые доходы. Тем не менее высокая теснота корреляционной связи между величинами

рассматриваемых показателей (0,91 до и 0,72 после введения коридора цен) также косвенно свидетельствует о значимом влиянии экспортных цен на углеводороды и валютных поступлений от них на доходы федерального бюджета и наполнение стабилизационного фонда.

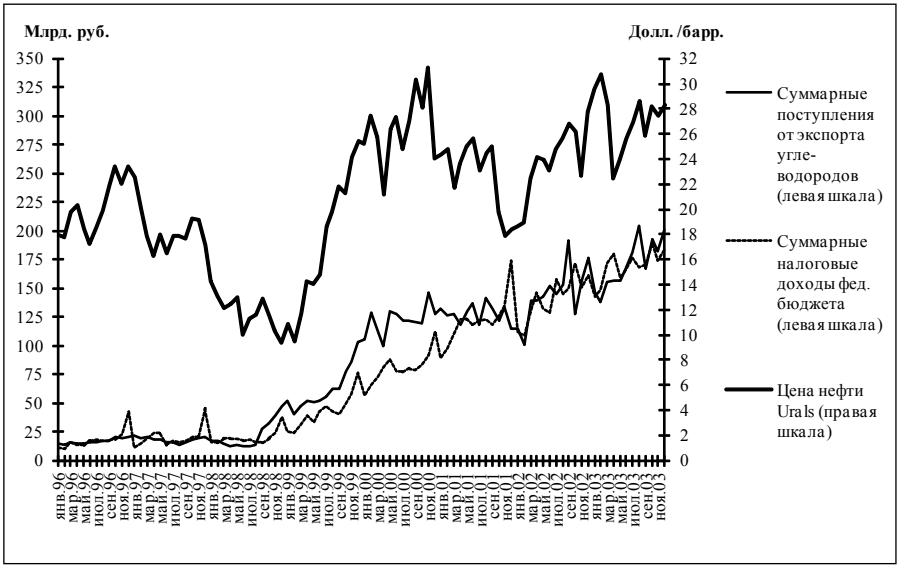


Рисунок 4. Динамика экспортных поступлений, доходов бюджета и цены нефти.

Разработка доходной части федерального бюджета для каждого конкретного года непосредственно связана с прогнозом цен на углеводороды в двухлетний предстоящий период: год подготовки бюджета и год его исполнения. Ясно, что до официального принятия бюджета все изменения экспортных цен и поступлений от экспорта углеводородов могут быть учтены. Но в последующем существенные негативные отклонения фактически должны компенсироваться за счет поступлений из стабилизационного фонда. Такая схема требует постоянной оценки возможного поведения цены нефти на мировом рынке на двухлетнем отрезке.

Современная практика разработки федерального бюджета основывается на прогнозе цены российской нефти на мировом рынке. Она является отправной для установления расчетной цены нефти (так называемой цены отсечения), уровень которой определяет ожидаемые реальные поступления в доход бюджета. В настоящее время цена отсечения равна 22 долл./барр. [11], т.е. она находится на уровне нижней границы коридора цен, при средней его цене, равной свыше 25 долл./барр. (рис. 1).

В этой связи необходимо оценивать влияние уменьшения цены российской экспортной нефти ниже 22 долл./барр. Как показано на рис. 1, цены нефти Urals за рассмотренные 47 мес. (в 2000–2002 гг.) выпадали из коридора цен 7 раз. При этом среднегодовые значения цены были выше нижней границы коридора цен и устанавливаемых цен отсечения, долл./барр.:

	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.
Среднегодовая цена	26,55	22,72	23,74	27,13	28,9*
Цена отсечения	18,5	18,5	18,5	20	22
Превышение	8,05	4,22	5,24	7,13	6,9

** Средняя за январь — март.*

Следовательно, назначения цен отсечения являются весьма консервативными решениями. Тем неменее можно ожидать, что при сохранении на мировом рынке высоких уровней цен нефти Urals цена отсечения будет расти. Дальнейшее укрепление стабилизационного фонда, по-видимому, даст возможность устанавливать цену отсечения на 2–3 долл./барр. ниже средней цены российской экспортной нефти, прогнозируемой на предстоящий год. Это позволит увеличить денежные поступления в доходы федерального бюджета.

Литература

1. Данилина М.В. О формировании и управлении стабилизационным фондом федерального бюджета России // Сб. науч. трудов ИНП РАН. М.: Макс Пресс, 2004.

2. Данилина М.В. Функционирование государственного нефтяного стабилизационного фонда (опыт Норвегии) // Проблемы прогнозирования. 2004. № 4.

3. Федеральный закон «О внесении дополнений в Бюджетный кодекс Российской Федерации в части создания Стабилизационного фонда Российской Федерации» от 28 ноября 2003 г. // Российская газета, 27 декабря 2003 г.; Новые законы и нормативные акты, Приложение к Российской газете № 4. 2004.

4. «Русский курьер»: Банк России может получить в управление от Минфина стабилизационный фонд, РосБизнесКонсалтинг, 08.04.2004. http://www.rbc.ru.

5. Energy Prices & Taxes // International Energy Agency (IEA) quarterly statistics, 2001. — IEA Publications, France.

6. Социально-экономическое положение России за январь 1993 — январь 2004. М.: Госкомстат России.

7. Цена нефтяной «корзины» ОПЕК впервые опустилась ниже 30 долл./барр. // РосБизнесКонсалтинг, 06.04.2004. http://www.rbc.ru.

8. OPEC bulletin № 12, 2000; № 1, 2004. — Uberreuter Print and Digimedia, Austria.

9. World Oil Market and Oil Price Chronologies:1970–2003, March 2004 // Energy Information Administration (EIA). http://www.eia.doe.gov.

10. Жиляев К.В. Анализ структуры и динамики российского экспорта в 1994–2000 гг. // Сб. науч. трудов ИНП РАН. М.: Макс Пресс, 2003.

11. Ситуация на рынке нефти, 11.02.2004, РИА «Новости». http://www.strana.ru/economy/news.

Тепло Земли согреет малые города[37]

Постоянно растущий мировой спрос на энергию, сокращение прироста добычи и производства относительно дешевых традиционных видов топлива стимулирует вовлечение в энергетические балансы новых и возобновляемых видов энергии.

Одним из перспективных направлений использования нетрадиционных источников энергии является извлечение ее из петрогеотермальных ресурсов твердых горячих пород земных недр. В России на глубине 4–6 км такие массивы с температурой 100–150 °С распространены почти повсеместно, а с температурой 180–200 °С — на довольно значительной части страны. Этих температур достаточно для отопления и горячего водоснабжения различных категорий потребителей. Производство электроэнергии на базе глубинного тепла Земли возможно при температуре не менее 250 °С при извлечении его с глубины примерно 10 км, а в зонах аномально высоких температур — и с меньших глубин.

Технологии извлечения тепла из горячих сухих подземных коллекторов получили название Hot Dry Rock (HDR-технологии). Сегодня ими занимаются в 65 странах мира и уже успешно используют для отопления и кондиционирования воздуха во Франции, США, Японии, Германии и других странах. Для производства электроэнергии планируется использовать аномально горячие сухие породы, залегающие на относительно небольшой глубине, как, например, в бассейне Купер (Южная Австралия). Здесь на глубине 3,5–4,5 км обнаружены сухие породы температурой 240–300 °С; намечается построить электростанцию мощностью более 1 тыс. МВт.

При извлечении тепла Земли с недостаточными для прямого использования в паровой турбине температурами предполагается использовать бинарные схемы с низкокипящими жидкостями. Но такое решение требует разработки и производства специального оборудования, что существенно удорожает строительство станций и производство электроэнергии.

HDR-технологии

Пробуриваются 2–3 скважины до глубин с температурами, необходимыми для теплоснабжения или производства электроэнергии. Одна скважина нагнетательная, подающая под давлением воду в зону нагрева, другие скважины эксплуатационные, по ним образующийся пар с необходимой температурой поступает на поверхность. Если естественная проницаемость раскаленного массива пород недостаточна, то осуществляется его гидроразрыв для образования подземного «котла». Методы

[37] Ж. «Мировая энергетика», № 1 (60) за январь 2009 г. Соавторы: Н. Гнатусь, С. Воронина.

гидроразрыва пластов и наклонного бурения скважин хорошо освоены нефтегазовой промышленностью и успешно применяются для создания петротермальных циркуляционных систем (ПЦС). Трещины, образовавшиеся в результате гидроразрыва, поддерживаются в раскрытом состоянии гидростатическим давлением жидкости. При этом потери теплоносителя в окружающий массив составляют около 1 % его общего расхода.

Накопленный отечественный и мировой опыт бурения глубоких и сверхглубоких скважин показал, что сооружение ПЦС требуемых параметров вполне осуществимо, но для широкого экономичного применения HDR-технологии должны быть созданы новые бурильные и измерительные средства. При температуре на забое скважины 200–250 °С необходимые для обеспечения параметров пара при производстве электроэнергии традиционные породоразрушающие инструменты механического действия малопригодны. Необходимы особые требования к выбору бурильных и обсадных труб, цементных растворов, технологии бурения, креплению и закачиванию скважин, измерительной технике. Однако современная отечественная буровая техника и оборудование могут работать при температурах не выше 150–200 °С. К тому же традиционное глубокое механическое бурение скважин затягивается на годы и стоит очень дорого. Это основная причина неэкономичности сооружения глубинных ПЦС и создания петроэлектростанций (ПетроЭС).

При сооружении петротеплоснабжающих станций (ПетроТС) для обеспечения социальных и промышленных нужд потребителей от систем централизованного теплоснабжения необходимо иметь на поверхности до 150 °С. Эта температура пара достигается на глубине 3 км при градиенте температур породы в 5 °С/100м. Сооружение только одной такой скважины стоит в среднем около 4 млн. долл. При градиенте температур в два раза меньшем потребуется скважина глубиной 6 км, а стоимость ее сооружения возрастет до 10 миллионов.

Для надежного обеспечения турбин ПетроЭС теплом необходимых параметров нужна температура до 250 °С. При градиенте температур породы 2,5 °С/100 м для этого должны быть сооружены скважины глубиной до 10 км.

Фактических стоимостных данных для скважин такой глубины пока нет. Расчеты показали, что стоимость скважины для HDR глубиной 10 км при использовании HDR-технологии может быть равной примерно 20 млн. долл. Эти стоимостные значения в первом приближении могут быть перенесены и на отечественные условия. Стоимость бурения эксплуатационных скважин в Восточной Сибири составляет чуть более 4 млн. долл., разведочных — от 7,5 до 8 миллионов. Это означает, что сооружение ПетроТС и ПетроЭС на базе существующих способов механического бурения скважин будет неконкурентоспособным по сравнению с традиционным тепло- и электроснабжением. Поэтому

задача заключается в первую очередь в создании новых способов глубинного бурения, существенно удешевляющих этот процесс.

Для преодоления технических и экономических трудностей и создания на основе российских высоких технологий новых технических средств для глубокого проникновения в недра земной коры группа российских ученых и специалистов разработала несколько вариантов буровых снарядов (БС), являющихся отечественным «ноу-хау». Аналогов в мировой практике у них нет. Скорость бурения твердых пород (средняя плотность 2500–3300 кг/м^3) одного из первых буровых снарядов (БС-01) составляет до 30 м/ч, что на порядок выше, чем при традиционном механическом бурении. Это резко сокращает время бурения и существенно уменьшает стоимость ПЦС. Другой разрабатываемый буровой снаряд характеризуется еще более высокими значениями эксплуатационных показателей.

Буровой снаряд БС-01 прошел заводские испытания. Используя его, можно пробурить скважины диаметром 200–500 мм и получить тепловую производительность ПЦС в 200 Гкал/час.

Производительность одной ПЦС из двух скважин достаточна для подачи пара турбинам ПетроЭС в объеме 83,3 Гкал/ч при средней температуре 250 °С. Суммарная рабочая мощность ПетроЭС может достигать 25 МВт. Она комплектуется отечественными турбинами мятого пара. Для обеспечения потребителя теплом могут использоваться ПетроТС, которые при средней температуре 150 °С будут иметь единичную тепловую мощность 50 Гкал/час.

Предпроектные проработки позволили оценить инвестиционные затраты в ПетроЭС и ПетроТС и приближенно определить удельные капиталовложения и себестоимость электроэнергии и тепла (в ценах 2007 г.). Они складываются из затрат в буровой комплекс, сооружение ПЦС, электростанции, теплообменников, системы водоснабжения. Наземные сооружения после завершения строительства в контейнерном виде займут примерно 0,5 га. Затраты по их эксплуатации будут главным образом зависеть от размера амортизационных отчислений.

Капиталовложения в буровой комплекс, состоящий из тяжелой буровой установки и бурового снаряда в комплекте БС-01, оцениваются в 940 млн. руб. Ресурс его работы — 2000 км, срок службы — 10 лет. Часть капиталовложений в буровой комплекс, приходящаяся на одну ПЦС, оценивается пропорционально суммарной длине скважин. При средней глубине каждой из двух скважин в 10 км она составит 9,4 млн. руб., при 5 км — 4,7 млн. руб.

Капиталовложения в циркуляционную систему с гидроразрывом горячей породы (сооружение двух скважин и сопутствующих устройств) оцениваются в 300 млн. руб. при средней глубине скважин 10 км и суммарной длине 20 км. Уменьшение глубины сокращает капитальные затраты в ПЦС до 230 млн. руб. при образовании подземного

«котла» на средней глубине 5 км при суммарной длине скважин 10 км. Если гидроразрыв не потребуется, то инвестиции в ПЦС сокращаются, соответственно, до 280 и 210 млн. рублей.

Электростанция мощностью 25 МВт в контейнерном исполнении «под ключ» оценивается в среднем в 400 млн. руб. Уточнение ее стоимости будет зависеть от числа и типа установленных турбин. Срок службы ПЦС и электростанции рассчитан на 30 лет.

При скорости работы бурового снаряда БС-01 30 м/час время, необходимое для бурения двух скважин глубиной по 10 км, включая все технологические остановы и переналадки, составит примерно один месяц.

На настоящем этапе разработки проекта капиталовложения в ПетроЭС и ПетроТС могут быть определены только приближенно, с учетом величины неопределенности примерно в 25 %. Поэтому в экономически наиболее тяжелом случае, при градиенте температур породы 2,5 °С/100 м, для ПетроЭС (две скважины по 10 км) и ПетроТС (две скважины по 6 км), суммарные капиталовложения, соответственно, достигают около 885 и 232 млн. руб., а в удельном исчислении — около 35500 руб./кВт и 4640 тыс. руб./(Гкал/час). При уменьшении глубины скважин ПЦС, например, в 2 раза капиталовложения снижаются на 15–20 %. Если не требуется проведение гидроразрыва горячей породы, то капиталовложения могут быть уменьшены на 5 процентов.

В формировании себестоимости электроэнергии и тепла основными факторами являются расход электроэнергии на собственные нужды (с. н.) ПетроЭС и амортизационные отчисления.

Для ПетроЭС с установленной мощностью 25 МВт и годовом числе часов ее использования 5000 выработка составит 125 млн. кВт.ч. При этом отпуск электроэнергии будет меняться в зависимости от глубины скважин ПЦС. Он составит 110,4 млн. кВт.ч в год при средней глубине скважин 10 км (с. н. 11,75 %) и 115,4 млн. кВт.ч при глубине скважин 5 км (с. н. 10,1 %). Расход электроэнергии в ПетроТС связан с годовым объемом отпуска тепла и глубиной его извлечения.

Расход тепла на отопление и вентиляцию в разных климатических условиях регионов России имеет широкий диапазон значений. Кроме того, тепло расходуется на горячее водоснабжение населения и социальные нужды. В средней полосе страны годовое использование установленной мощности ПетроТС (50 Гкал/час) может составить примерно 4800 часов. При прокачке воды на глубину 6 км расход электроэнергии составит 4,7 млн. кВт.ч, при 3 км — 2,4 млн. кВт.ч в год. Эту электроэнергию ПетроТС должна оплачивать или по тарифу за потребляемую электроэнергию и мощность, установленному для района ее размещения, или, в случае совместного сооружения ПетроЭС и ПетроТС, — по себестоимости ее производства, что существенно снизит затраты

на отпускаемое тепло. Плата за потребляемую электрическую мощность ПетроТС в этом случае не предполагается.

Основная часть затрат в производстве электроэнергии и тепла, получаемых от традиционных тепловых энергетических установок, связана со стоимостью сжигаемого топлива. В отличие от них, у петроэлектростанций основную часть затрат формируют амортизационные отчисления. Для ПетроЭС при глубине скважин 10 км суммарная амортизация всех составляющих капиталовложений равна 30,3 млн. руб., а для ПетроТС при глубине скважин 6 км — 8,2 млн. руб. в год.

На данной стадии технико-экономических расчетов пока отсутствуют показатели ряда составляющих годовых эксплуатационных затрат. Поэтому для приближенной оценки их суммарной величины можно использовать примерную долю амортизации в годовых затратах. В расчетах условно принято, что амортизационная составляющая в затратах при производстве электроэнергии может быть 50–70 %, а тепла — 65–85 %. Очевидно, что при более высоком уровне этих долей годовые объемы затрат и, соответственно, себестоимость энергетической продукции будут уменьшаться.

Себестоимость отпущенной электроэнергии ПетроЭС при получении тепла с глубины 10 км и гидроразрыве породы в случае амортизационной составляющей в 50 % будет равна 0,55 руб./кВт.ч, а при глубине скважин в два раза меньшей — 0,46 руб./кВт.ч. Если доля амортизации в себестоимости окажется на уровне 70 %, что более вероятно, то себестоимость электроэнергии снизится соответственно до 0,39 и 0,33 руб./кВт.ч. Полученные оценки диапазона значений себестоимости электроэнергии от ПетроЭС вполне сопоставимы с себестоимостью электроэнергии от российских тепловых электростанций, установленной Федеральной службой по тарифам. Себестоимость электроэнергии ПетроЭС кратно ниже себестоимости электроэнергии, получаемой на основе ВИЭ. При этом значения себестоимости электроэнергии ПетроЭС характеризуются высокой стабильностью, в отличие от тепловых электростанций, экономичность которых существенно зависит от динамики стоимости используемого топлива.

Себестоимость тепла, получаемого от ПетроТС при амортизационной составляющей в 65 %, глубине скважин 6 км и гидроразрыве горячей породы, то есть в экономически наиболее трудном случае, будет равна 52,7 руб./Гкал, а в случае доли амортизации в 85 % — 40,3 руб./Гкал. Это намного ниже себестоимости 1 Гкал тепла, получаемой сегодня от ТЭЦ и крупных котельных, работающих на органическом топливе. При меньшей глубине скважин ПЦС и отсутствии гидроразрыва себестоимость тепла будет ниже приведенных значений.

Выполненные расчеты показали, что по экономическим характеристикам использование глубинного тепла Земли в российских условиях

является вполне обоснованным новым направлением в теплоэнергетике. Опытно-промышленные работы по отечественному способу применения HDR-технологии предполагается начать в 2009 г., с тем, чтобы накопить фактические результаты имеющихся разработок в условиях разных регионов страны.

Применение уже первого бурового комплекса БС-01 указанных выше параметров позволяет его использовать в широком круге задач. Во-первых, из одного места с помощью наклонного бурения может быть пробурен куст скважин (8 стволов) для организации четырех ПетроЭС, размещаемых крестообразно, суммарной мощностью 100 МВт. Здесь же, но на меньшей глубине, аналогично могут быть размещены четыре ПетроТС (8 скважин) суммарной мощностью 200 Гкал/ч. В результате могут быть созданы узлы электро- и теплоснабжения разной мощности и конфигурации, достаточные для обеспечения дешевой энергией городов, промышленных узлов и других территориальных образований. Это позволяет резко повысить эффективность сооружения ПетроЭС за счет сокращения времени на монтаж/демонтаж и перемещение бурового комплекса для сооружения ПЦС.

Во-вторых, развитие петротеплоэнергетики позволит кардинально решать экологические проблемы, так как отсутствует сжигание топлива и, следовательно, нет вредных выбросов в атмосферу, загрязнения почвы и водоемов.

В-третьих, развитие петротеплоэнергетики позволяет высвободить топливные ресурсы, расходуемые на производство электроэнергии и тепла. Сегодня на эти цели направляется 420 млн. т у. т. или около 43 % всех потребляемых в стране энергоресурсов. Замещаемые глубинным теплом Земли топливные ресурсы могут более рационально использоваться в экономике страны.

В-четвертых, снижается поток топливных грузов, высвобождаются пропускные способности газопроводов и железных дорог для других целей.

В-пятых, развитие петротеплоэнергетики даст новый импульс к созданию и развитию техники «ноу-хау» и сопутствующего ей оборудования. Это новые буровые комплексы, турбины мятого пара, электрогенераторы и другое электротехническое и теплотехническое оборудование, установки для химической очистки воды и т. д.

В-шестых, стабильно низкая стоимость электроэнергии и тепла петроэнергетических объектов позволяет решать ряд социально значимых задач.

Пока еще трудно назвать все возможные направления в экономике России, которые будут развиваться и преобразовываться под влиянием освоения раскаленных пород на глубине до 10–12 км земной коры в пределах суши. По имеющимся оценкам, полномасштаб-

ное извлечение этого тепла может обеспечить энергетические нужды страны на сотни лет.

В первую очередь создание и развитие петротеплоэнергетики должно быть направлено на обеспечение энергетического комфорта населения России, особенно проживающего в поселках городского типа, малых и средних городах с населением до 150 тыс. человек. Именно в этой части населенных пунктов страны ненадежное электроснабжение и во многих случаях отопление обеспечивается от низкоэффективных теплоисточников, а горячее водоснабжение отсутствует. При этом доля энергетических затрат в бюджетах населения постоянно нарастает.

Сооружение одной ПЦС тепловой мощностью 83,3 Гкал/ч позволяет полностью удовлетворить потребности в электроэнергии и тепле города с 35 тыс. жителей, включая его социально-культурные и бытовые нужды. Электрическая мощность ПетроЭС с учетом одной резервной турбины составит 18,4 МВт, а тепловая мощность теплоснабжающей части ПЦС — около 40 Гкал/ч. В этих условиях удельные капиталовложения в электрическую часть ПетроЭС будут равны примерно 1240 долл./кВт, а в тепловую — около 180 долл./(Гкал/ч) (в ценах 2007 г.). Себестоимость отпущенной электроэнергии можно ожидать в пределах 0,5–0,7 руб./кВт.ч, а тепла — 70–90 руб./Гкал. Для городов с большей численностью жителей потребуется раздельное сооружение ПетроЭС и ПетроТС.

Создание теплоэнергетики на базе использования тепла горячих пород Земли позволяет за счет принципиально новых решений обеспечить страну дешевыми электроэнергией и теплом при устранении существующих вредных выбросов, негативно воздействующих на здоровье людей и окружающую среду. Возможность практически неограниченного размещения петроэнергетических станций позволяет сооружать их вблизи объектов потребления энергии. Практическое освоение петротермальных ресурсов Земли будет оказывать комплексное воздействие на развитие отечественной экономики и развитие такого источника энергии в ближайшее время крайне необходимо.

Грейтесь сейчас, зимой тепло не будет[38]

В России, самой холодной стране мира, тепло также необходимо, как кров, еда и вода. Оно обеспечивает жизнедеятельность населения и работоспособность экономики. Надежное теплоснабжение, наряду с водо- и электроснабжением, является составляющей национальной безопасности страны, формирует качество жизни ее жителей. Поэтому обязательным должен быть тепловой комфорт в жилищах граж-

[38] Ж. «Энергия: экономика, техника, экология», № 5, 2012 г.

дан во всех регионах России. Он тесно связан с местными климатическими условиями и особенностями теплоснабжения.

В 2009 г. для отопления и горячего водоснабжения домохозяйств было поставлено около 47 % тепловой энергии, произведенной в России. Для этого затрачена седьмая часть всех первичных энергоресурсов, использованных внутри страны. Еще 8–10 % тепловой энергии отпущено учреждениям социальной сферы.

Помимо этого в периоды теплового дискомфорта расходуется электроэнергия для поддержания приемлемых условий жизни в отапливаемых помещениях. В это время потребление электроэнергии в энергосистемах страны возрастает на 30–35 %. Все это свидетельствует о безусловной социальной роли теплоснабжения. Но оно преимущественно существует в сфере коммерческой деятельности.

Основным способом снабжения теплом населения России является централизованное теплоснабжение (ЦТ), от систем которого в 2009 г. в жилищный фонд страны было направлено по данным Росстата свыше 500 млн. Гкал тепловой энергии. Еще примерно 330 млн. Гкал, по нашей оценке, дают в домохозяйствах страны индивидуальные источники, начиная от русских печей и до современных генераторов тепла, только зарубежного производства, т. к. отечественных нет. Учет этого тепла в стране не ведется, хотя такой способ теплоснабжения быстро развивается.

От систем ЦТ, состоящих из нескольких тысяч котельных, примерно 585 электростанций и около 175 тысяч км теплотрасс в двухтрубном исчислении, в 2009 г. обеспечивалось отоплением 83 %, а горячим водоснабжением 65 % жилищного фонда страны. Однако эти цифры отражают лишь факт присоединения жилья к региональным системам ЦТ. Качественные и количественные характеристики большинства этих систем давно находятся на низком техническом и экономическом уровнях. В результате постоянно происходят перебои в теплоснабжении, подача населению воды-теплоносителя с температурами ниже нормативных требований и другие нарушения.

Реальный объем потребления тепла населением России не известен из-за отсутствия приборов его учета у большинства домохозяйств страны. В 2008 г. в целом лишь менее 40 % тепловой энергии, получаемой от систем ЦТ, учитывалось по приборам. В федеральных округах доля регистрируемого тепла составляла от примерно 50 % в ЦФО до менее 20 % в ДВФО. Но эти данные, по-видимому, относятся ко всем категориям потребителей, а не только к населению.

Неполный учет тепла в системах ЦТ привел к практике завышения объемов реально доставляемой потребителям тепловой энергии. Потери, согласно официальным данным Росстата, в 2000–2009 гг. ежегодно составляли 7–8 %, что лишь ненамного превышает технически допустимую норму. Однако в «Энергетической стратегии России

на период до 2030 года», утвержденной Правительством РФ отмечено, что в 2008 г. они составляли 19 %. В отдельных публикациях отмечается, что потери тепловой энергии в системах ЦТ городов доходят до 35 %.

Аварийность в системах ЦТ находится на критическом уровне. В отопительный период крупные аварии, когда без тепла остаются целые населенные пункты или большие группы многоквартирных домов, происходят в стране примерно раз в неделю. Более мелкие случаются еженедельно в каждом регионе страны. Можно только уповать на судьбу, чтобы они не происходили чаще.

Сегодняшнее неблагополучие в теплоснабжении населения стало следствием решения правительства бывшего Советского Союза о массовом строительстве жилья. На свободных территориях городов, удаленных от источников тепла, возводились дешевые здания с ограждающими конструкциями с большими тепловыми потерями. В то время это позволяла низкая стоимость энергоресурсов, которые компенсировали потери тепла в жилых зданиях и плохо изолированных трубопроводах протяженных тепловых трасс. Эти энергорасточительные сооружения до сих пор остаются базовой частью российских городов. И многим городским жителям поэтому приходится жить в таких домах. Хотя предполагалось, что они будут через 25 лет заменены на более качественные жилища. Экономические просчеты масштабных технических решений социальной значимости очень дорого сегодня обходятся населению России.

Переход к рыночной экономике для домохозяйств, получающих тепло от систем ЦТ, сопровождался ухудшением параметров теплоснабжения. Мощность источников тепла стала определяться не по самой холодной средней температуре за трехсуточный интервал года, а по средней за пять суток, что дает более высокую расчетную температуру. Это позволяет снабжающим компаниям сооружать менее мощные генераторы тепла и, тем самым, снижать капиталовложения в источники тепловой энергии и теплопроводы. Но требует дополнительных затрат населения на электроэнергию для ликвидации нехватки тепла в самые холодные дни года.

Продолжительность отопительного периода в системах ЦТ до 1991 г. определялась по стоянию в течение трех суток среднесуточных температур наружного воздуха на уровне +8 °С. В настоящее время начало и окончание отопления жилищ производятся, только когда эта среднесуточная температура простоит в течение пяти суток. Это позволяет теплоснабжающим компаниям позже начинать и раньше прекращать отопление жилищного фонда и, тем самым, экономить затраты на топливо, расходные материалы и денежные средства. В то же время население в периоды дискомфортных температур вынуждено прибегать к обогреву жилых помещений за счет собственных сил и средств. Особенно остро нехватку тепла ощущают семьи с маленькими детьми, больные и пожилые люди. Игнорирование их тепловых нужд особенно безнравственно.

Горячая вода системами ЦТ должна подаваться в дома населения с температурой не ниже +60 ˚С. Это требование санитарно-гигиенической нормы. Она обеспечивает гарантированное уничтожение болезнетворных бактерий при мытье посуды. В настоящее время температура снижена до +55 ˚С под предлогом широкого использования современных моющих средств, что происходит не везде и не всегда.

Кто предложил изменить характеристики теплоснабжения, которые были основаны на многолетнем опыте, и кто их утвердил, сегодня не так важно. Но все они направлены на ухудшение условий жизни населения, в интересах теплоснабжающих компаний.

Системы распределения тепла, сооружаемые до настоящего времени в многоэтажных домах, не позволяют устанавливать счетчики-тепломеры в каждой квартире. В результате у населения нет возможности контролировать объемы тепла, поступающего для отопления. Их оплата по тарифам за квадратный метр в соответствии с площадью жилья не зависит от качества этой услуги.

Тепловая энергия расходуется для обогрева объема помещений. Поэтому плата за отопление необоснованно выравнивается в жилищах одинаковых по площади, но разных объемов. Бюро технической инвентаризации располагают всеми данными о каждом жилом помещении страны. Переход к оплате отопления за объемы, а не квадратные метры площади помещений не представляется сложным. Но он не проводится, хотя социально значим.

Недооценка роли тепла в жизни населения страны привела к очень высокому росту тарифа на оплату отопления жилья от систем ЦТ. В среднем по России он в 2000–2009 гг. вырос более чем в 11 раз и продолжает быстро увеличиваться. Это происходит потому, что быстро увеличивается стоимость доставки потребителям тепловой энергии. За 2000–2009 гг. цена ее производителя выросла только в 4 раза, тогда как рост стоимости доставки был примерно в 2,8 раза выше. Так, в Москве в настоящем 2011 году население платит только за доставку в дома тепла уже больше, чем цена у его производителей — электростанций Мосэнерго. Здесь не поможет никакое перекрестное субсидирование теплоснабжения населения со стороны других потребителей тепловой энергии

В результате, покупательная способность среднедушевого дохода по оплате отопления сократилась более чем на 1/3. Это существенно снижает уровень жизни населения страны. Рост тарифа на отопление превзошел рост оплаты других коммунальных услуг и повышение цен основных социально значимых продуктов питания, как хлеб, молоко, сахар и другие товары первой необходимости. Они выросли в 4–6 раз и менее. При существующем росте тарифа на тепло оно скоро может стать доступным только состоятельным гражданам России.

Высокий рост тарифов на отопление в 2000–2009 гг. происходил при сокращении поставок тепла в расчете на один кв.м жилищного фонда примерно в 9 из каждых 10 регионов России. В это десятилетие при среднем по стране приросте жилья, снабжаемого тепловой энергией от систем ЦТ, на 5 кв.м/чел. они в большинстве регионов не успевали полностью обеспечивать тепловые нужды населения уже при вводе 3,5 кв.м/чел. Аварийность и другие причины также уменьшали поставки тепла. В 2009 г. его было подано в возросший жилищный фонд на 4,4% меньше, чем в 2000 г. В результате, тепловой дискомфорт сегодня ощущает около половины населения России.

Оплата отопления по тарифу за один кв.м площади помещений прямо не связан со своей главной составляющей, — ценой тепловой энергии. Поэтому при снижении поставок тепла у населения одновременно растет цена его приобретения. За 2000–2009 гг. она выросла в 15 раз, тогда как рост тарифа был значительно меньшим, а цена производителя тепловой энергии увеличилась всего в 4 раза. Существование разрыва между темпом роста тарифа по оплате отопления и темпом роста цены приобретения тепла населением означает, что его перепродавцы — компании, обслуживающие тепловые сети, получают завышенные доходы.

За двадцать лет рыночной перестройки в России не были приняты необходимые и достаточные меры по экономичному теплоснабжению страны. Только недавно введен закон о теплоснабжении, который определил рамочные требования к обеспечению страны тепловой энергией. Он необходим, но далеко недостаточен для наведения порядка в социально значимом теплоснабжении России. Поэтому Министр развития регионов РФ г-н В.Б. Басаргин, подводя итоги прохождения осеннее-зимнего периода 2010–2011 гг., вынужден был признать, что остановить рост тарифов на тепло- и водоснабжение невозможно из-за отсутствия реального учета предоставления этих услуг по нормативам. Это означает, что все, кто получают тепло от неэффективных систем ЦТ, будут вынуждены и дальше оплачивать необоснованно высокие потери и некачественные поставки тепла.

Заметных положительных изменений в обеспечении населения тепловой энергией за последнее десятилетие нет. Теплоснабжающие компании и контролирующие их органы власти не могут обеспечить экономичное теплоснабжение от систем ЦТ. Ошибочно допущенный разрыв технологических связей, техническая отсталость и плохая управляемость делают этот способ теплоснабжения малоэффективным. Системы ЦТ, сооруженные в рамках требований плановой экономики, перестали отвечать требованиям сегодняшних реалий. Они требуют кардинальной перестройки. При этом следует помнить, что сегодня и в перспективе основными потребителями тепла будут население и социальная сфера.

Нужно изменить организацию теплоснабжения страны. На федеральном уровне представляется целесообразным иметь полномочный центр, который мог бы осуществлять техническую политику и координацию решений по надежному и безопасному обеспечению страны тепловой энергией. В регионах источники тепла и теплотрассы должны принадлежать только организациям, полностью подведомственным местным органам власти и непосредственно ими управляться. Расчленение систем ЦТ ведет к потере ответственности за технологическое единство, техническое состояние и управляемость систем. Частная собственность, аренда и другие формы передачи доверенности в системах ЦТ не должны допускаться.

Потребитель должен оплачивать тепловую энергию только по приборам учета, установленным на входе в его систему отопления. В уже построенных домах, где есть только объединенная подача тепла в квартиры, они могут быть установлены на входе теплотрасс в дом. Новые дома должны сооружаться с системами раздельной подачи тепла в каждую квартиру. При этом контроль показаний приборов учета только теплоснабжающими компаниями, без представителей потребителей, не должен допускаться. Тогда население сможет платить за реальные калории тепла, обогревающие объемы квартир, а не квадратные метры

Протяженность теплотрасс систем ЦТ должна находиться в пределах экономически обоснованных расстояний. За ними следует иметь децентрализованные системы теплоснабжения. Там, где есть природный газ, дома высотой до 8–9 этажей могу быть оборудованы автономными автоматическими источниками тепла, размещаемыми на крышах домов («крышные котельные») или рядом с ними. Это позволит отказаться от капиталоемких теплотрасс, но потребует усиления газовой сети. Есть положительный мировой опыт таких решений, но оценку вариантов в каждом конкретном случае должно дать экономическое сравнение.

Для развития децентрализованных схем теплоснабжения необходим не только импорт современного теплогенерирующего и вспомогательного оборудования малой мощности, но и организация его производства в стране для использования различных видов топлива, развития ресурсосберегающих технологий, таких как тепловые насосы и извлечение глубинного тепла Земли.

Устранение государства от перестройки социально значимого теплоснабжения России недопустимо. Оно должно стимулировать и координировать этот процесс. И только после наведения порядка можно устранить перекрестное субсидирование оплаты тепла населением и переходить к RAB-регулированию тарифов и другим «рыночным отношениям».

РАЗДЕЛ II.
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС РОССИИ

Энергетический баланс: принципы его разработки и анализа [1]

Основные понятия и определения

К 60-м годам прошлого века к теории и практике разработки энергетического баланса начинает проявляться повышенный интерес со стороны плановых и хозяйственных органов. Однако в научной технической и экономической литературе, в проектировании, на производстве, в учебном процессе не существовало единого понимания ряда основных терминов. Это затрудняло общение между специалистами, осложняло разработку отчетных и плановых материалов по энергетическому балансу и т. п.

В связи с этим Научным советом по комплексным проблемам энергетики Отделения физико-технических проблем энергетики АН СССР совместно с Комитетом научно-технической терминологии АН СССР были разработаны терминологические рекомендации в области энергетического баланса[2]. В подготовке этих материалов А.С. Некрасов принимал активное участие.

Ниже даются пояснения основных применяемых в работе терминов, которые в дальнейшем стали общепринятыми в российской и мировой практике.

Энергетический ресурс — носитель энергии, который при данном уровне техники или в предвидимой перспективе ее развития используется или может быть использован в народном хозяйстве. Обычно слову «ресурс» придают различные значения: «средство, к которому обращаются в необходимом случае», «запас чего-нибудь», «источник чего-нибудь». В настоящей работе «ресурс» рассматривается как «средство».

---

[1] Построение и анализ энергетического баланса, Изд. «Наука», М., 1974, глава 2, с. 24–51; Управление энергетикой предприятия, Изд. «Энергия», М., 1979, глава 7, с. 235–255. Соавторы: Синяк Ю.В., Янпольский В.А.

[2] Энергетический баланс. М., Изд. «Наука», 1973.

В ряде случаев наряду с понятием «энергетический ресурс» в качестве синонима употребляется понятие «энергоноситель». В целях упорядочения понятий термин «энергоноситель» желательно употреблять лишь для характеристики топлива и энергия, непосредственно используемых на стадии конечного потребления.

При этом следует различать:

а) *природный энергетический ресурс,* образовавшийся в результате геологического развития Земли и других природных процессов;

б) *облагороженный энергетический ресурс,* получаемый в процессе облагораживания или обогащения природного энергетического ресурса без изменения его физико-химической основы;

в) *переработанный энергетический ресурс,* получаемый в процессе переработки природного энергетического ресурса с изменением его физико-химической основы, но без изменения агрегатного состояния;

г) *преобразованный энергетический ресурс,* получаемый в процессе преобразования природного или переработанного энергетического ресурса с изменением его физико-химической основы и агрегатного состояния;

д) *побочный энергетический ресурс,* получаемый в качестве побочного продукта или отхода основного производства. Этот термин введен вместо ныне употребляемого термина «вторичный энергетический ресурс», поскольку последний указывает на стадию преобразования, а не на условия получения энергетического ресурса. Побочными энергоресурсами являются, например, горючие газы (доменный и др.), горячие газы, отработанный производственный нар, энергоресурсы, связанные с избыточным давлением газов и жидкостей, и т. п.

Для обобщенной характеристики природных энергетических ресурсов используется термин *первичная энергия.*

Энергетическая установка — устройство, которое непосредственно служит для получения (добычи), облагораживания, переработки, преобразования, специализированного транспорта, конечного использования энергетических ресурсов или утилизации побочных энергетических ресурсов.

Энергетический объект — совокупность энергетических установок, объединенных территориально и предназначенных для совместного выполнения производственно-технических задач.

Энергетический процесс — процесс получения (добычи), облагораживания, переработки, преобразования, транспорта, конечного использования энергетических ресурсов и утилизации побочных энергетических ресурсов.

Энергетическое хозяйство — комплекс взаимосвязанных систем, состоящих из совокупности предприятий и установок для получения, переработки, преобразования и использования в народном хозяйстве

энергетических ресурсов, энергоносителей и энергии всех видов. Термин «энергетика» как синоним «энергетического хозяйства» следует применять в сочетаниях типа: «энергетика промышленного предприятия», «энергетика отрасли», «энергетика народного хозяйства» и т. п.

Энергетическое использование энергетических ресурсов — использование энергетических ресурсов в энергетических установках и процессах. Следует различать целевые направления энергетического использования энергетических ресурсов; силовые процессы, из них двигательные процессы и процессы непосредственного воздействия; тепловые высокотемпературные процессы; тепловые средне- и низкотемпературные процессы, из них отопление, горячее водоснабжение и кондиционирование воздуха; освещение; средства связи и управления; электрохимические и электрофизические процессы.

При этом часть электрофизических и электрохимических процессов учитывается в силовых процессах (электрогидравлический и светогидравлический удары, объемное магнитное поле, электрошлифование и т. п.), другая часть — в высокотемпературных процессах (электролучевой и плазменный способы плавления, сварка, резка и т. п.).

К отдельной группе электрофизических и электрохимических процессов относятся электролиз, электрокинетические процессы, фотохимические реакции, ионизирующее излучение, процессы в ускорителях элементарных частиц.

Неэнергетическое использование энергетических ресурсов — использование энергетических ресурсов в качестве сырья и материалов.

Комплексное и комбинированное использование энергетических ресурсов — использование энергетических ресурсов одновременно в качестве сырья и источника энергии или для производства нескольких видов энергии.

Движение энергоресурсов в энергетическом хозяйстве в направлении от источников к потребителям энергии образует *энергетический поток*. Оп включает стадии, характеризующие изменение количества и (или) качественного состояния, перемещение и хранение энергетических ресурсов.

Стадия добычи природных энергетических ресурсов — извлечение из недр природных энергетических ресурсов.

Стадия облагораживания энергетических ресурсов — получение облагороженных или обогащенных энергетических ресурсов из природных энергетических ресурсов. На этой стадии можно выделить облагораживание органического топлива и ядерного горючего (сортировка, обогащение, брикетирование, обессеривание, обессоливание и обезвоживание).

Стадия переработки и преобразования энергетических ресурсов — переход энергетических ресурсов в переработанные и преобразованные

энергетические ресурсы, сопровождающиеся изменениями их физико-химических свойств или превращениями одного вида энергии в другой. На этой стадии можно выделить: переработку твердого, жидкого и газообразного топлива (газификация топлива, нефтепереработка, коксование); преобразование одних видов энергии в другие виды энергии и т. п.

Стадия хранения энергетических ресурсов — хранение сезонных, страховых, аварийных и других видов запасов энергетических ресурсов, связанное с неравномерностью их производства, поставки и потребления, а также с другими условиями.

Стадия транспорта и распределения энергетических ресурсов — перемещение энергетических ресурсов по территории.

Стадия конечного использования энергетических ресурсов — использование энергоносителей для производства всех видов неэнергетической продукции, работы транспорта и оказания производственных и культурно-бытовых услуг, а также потребление энергоносителей на собственные нужды предыдущих стадий энергетического потока. В зависимости от целей составления энергетического баланса и направлений его анализа использование энергетических ресурсов включает потребление энергии на собственные нужды на всех стадиях энергетического потока (полное использование — брутто) или выделяет собственные нужды каждой стадии отдельно (конечное использование — нетто). Такое разделение позволяет оценить эффективность каждой стадии энергетического потока и энергетического хозяйства в целом.

Потребление энергоносителей на собственные нужды — расход энергоносителей на вспомогательные энергетические и технологические цели на установках (предприятиях) по добыче, переработке, преобразованию, специализированному транспорту, распределению и хранению.

Подведенная энергия — количество энергии всех энергетических ресурсов, подведенное к энергетической установке или к энергетическому объекту.

Полезная энергия — количество энергии, теоретически необходимое для осуществления тех или иных энергетических процессов или получаемое на стадии переработки, преобразования, транспорта и хранения энергетических ресурсов. В зависимости от характера энергетического процесса следует различать виды полезной энергии и то сечение энергетического потока, по которому производится ее количественная оценка.

В настоящее время, однако, нет достаточно четкого количественного определения понятия «полезная энергия». Ниже рекомендуется принимать для различных технологических процессов условные определения полезного использования энергии: а) в освещении — по световому потоку ламп; б) в силовых процессах (стационарных и мобильных): для двигательных процессов — по работе на валу приводного двигателя; для процессов прямого воздействия — по расходу энергии, необходимому для

процесса в соответствии с теоретическим расчетом; в) в электрохимических и электрофизических процессах — по расходу энергии, необходимому для процесса (в соответствии с теоретическим расчетом); г) в термических процессах — по теоретическому расходу энергии на нагрев, плавку, испарение материалов и проведение эндотермических реакций; д) в отоплении, вентиляции, кондиционировании, горячем водоснабжении и хладоснабжении — по количеству тепла, полученному потребителем; е) в средствах связи и управления — по подведенной энергии; ж) в преобразовании, хранении, переработке и транспорте топлива и энергии — по количеству энергоресурсов, получаемых из систем преобразования, хранения, переработки или транспорта.

В ряде случаев, в зависимости от организации технологического процесса, часть тепловых потерь может рассматриваться как побочный энергетический ресурс, полезно используемый для целей отопления и других нужд, например, тепло ламп накаливания, потери тепла в окружающую среду технологических агрегатов и т. п.

Потери энергии — разность между подведенной энергией и полезной энергией.

Энергетические потери могут быть классифицированы следующим образом:

I. По возможности и целесообразности устранения: а) полные потери энергии; б) потери энергии, устранение которых в данных условиях технически возможно; в) потери энергии, устранение которых в данных условиях экономически целесообразно.

II. По месту возникновения: а) потери энергии при добыче; б) при хранении; в) при транспортировке; г) при переработке; д) при преобразовании; е) при использовании.

III. По физическому признаку и характеру: а) потери тепла: с уходящими газами, с технологической продукцией, с технологическими отходами, с уносом материалов в окружающую среду, с химическим и механическим недожогом, с охлаждающей водой и т. д.; б) потери электроэнергии: в трансформаторах, в дросселях, в шинопроводах, в электродах, в линиях электропередач, токоприемниках и т. д.; в) потери энергии с утечками через неплотности, от усушки и утруски и т. д.; г) гидравлические потери: при дросселировании; на трение при движении жидкости, пара и газа по трубопроводам с учетом колен, вентилей и тому подобных местных сопротивлений; д) механические потери па трение.

IV. По причинам возникновения (потери энергии, устранение которых в данных условиях технически возможно и экономически целесообразно) вследствие: конструктивных недостатков; неправильного выбора технологического режима работы; неправильной эксплуатации агрегата; низкого качества изготовления, ремонтных работ; брака продукции.

Энергетический баланс — полное количественное соответствие (равенство) между суммарной подведенной энергией, с одной стороны, и суммарной полезной энергией и потерями энергии — с другой. Он представлен системой показателей, отражающих полное количественное соответствие (равенство) между приходом и расходом энергии и характеризующих эффективность использования энергии в энергетическом хозяйстве страны или его отдельных участках — районе, отрасли, предприятии, объекте, установке, процессе. Соответственно различаются «энергетический баланс энергетической установки», «энергетический баланс энергетического объекта».

По аналогии с мировой практикой предпочтительно применять термин «энергетический баланс» вместо распространенного термина «топливно-энергетический баланс». Энергетический баланс является статической характеристикой динамической системы энергетического хозяйства. Поэтому вместо часто применяемых в настоящее время выражений «развитие энергетического баланса», «оптимизация энергетического баланса» и т. п. правильнее употреблять выражение «развитие энергетического хозяйства», но «оптимальная структура энергетического баланса» (как результат оптимизации развития энергетического хозяйства).

Энергетический баланс составляется по стадиям энергетического потока (добыча, переработка или преобразование и конечное использование); по энергетическим установкам и объектам (электростанции, котельные, нефтеперерабатывающие заводы, обогатительные фабрики, газогенераторные станции и т. п.); по целевому назначению (силовые процессы; тепловые высоко-, средне- и низкотемпературные процессы: освещение, средства связи и управления; электрохимические процессы; электрофизические процессы); по использованию (полезная энергия, потери); в территориальном разрезе; по народному хозяйству в целом, отраслям народного хозяйства и отдельным отраслям промышленности, транспорта, сельского хозяйства, секторам коммунального хозяйства и быта.

Приходная часть энергетического баланса — система показателей энергетического баланса, характеризующая структуру добычи и производства всех видов энергетических ресурсов и энергии, поступление их со стороны и переходящие остатки.

Расходная часть энергетического баланса — система показателей энергетического баланса, характеризующая структуру и направления использования всех видов энергетических ресурсов и энергии (включая потери), отпуска их на сторону и переходящие остатки.

Системы показателей, отражающие полное количественное соответствие (равенство) между приходом и расходом отдельных видов энергетических ресурсов, образуют частные энергетические балансы: баланс

природных энергетических ресурсов, баланс побочных энергетических ресурсов, балансы твердого, жидкого и газообразного топлива, баланс электрической энергии, баланс тепловой энергии.

Единый или сводный энергетический баланс — полное количественное соответствие (равенство) перетоков всех видов энергии и энергетических ресурсов между стадиями их добычи, переработки, преобразования, транспорта, распределения, хранения, конечного использования в целом по народному хозяйству, в территориальном и производственно-отраслевом разрезах.

Приведенные выше понятия и определения, по нашему мнению, позволяют получить последовательную и непротиворечивую систему показателей, применяемую для анализа производства и распределения энергетических ресурсов и видов энергии в народном хозяйстве, отражаемую энергетическим балансом.

Методология разработки энергетических балансов

Энергетические балансы по назначению и принципам составления разделяются на отчетные, плановые и оптимальные. Отчетные (фактические) балансы характеризуют достигнутый уровень состояния энергетического хозяйства; они делятся на *синтетические,* показывающие распределение подведенных и произведенных энергоносителей внутри предприятия, и *аналитические,* определяющие глубину и характер использования энергоносителей. Плановые балансы (нормализованные) составляются на основе аналитических балансов с учетом технических мероприятий по рационализации и совершенствованию энергетического хозяйства. Оптимальные балансы определяют такой вариант снабжения потребителей различными видами топлива и энергии, при котором план выпуска продукции выполняется с максимальной эффективностью по заданному критерию.

В синтетическом виде энергетический баланс отражает полное количественное соответствие между ступенями добычи, переработки и преобразования, распределения и конечного использования энергетических ресурсов и энергоносителей всех видов. Отчетные энергетические балансы позволяют получать следующую информацию, сгруппированную по отраслям народного хозяйства и промышленности, районам и по стране в целом: о структуре производства энергетических ресурсов; объеме и направлении межрайонных перетоков топлива и энергии; эффективности преобразования и использования энергоресурсов; роли энергетики в формировании основных показателей хозяйственной деятельности; расходах топлива и энергии на производство важнейших продуктов народного хозяйства; связях, формирующих межотраслевой баланс.

Отчетный синтетический энергетический баланс должен составляться ежегодно для получения надежной и представительной информации о динамике структуры производства и потребления энергии и тенденциях совершенствования энергетического хозяйства. Он является документом, на основании которого ведется анализ фактического состояния энергетического хозяйства предприятия (организации). В процессе такого анализа устанавливаются и исследуются связи энергетики и основного производства, влияние энергетики на главные показатели хозяйственной деятельности предприятия.

Хорошо известным примером отчетного синтетического энергетического баланса являются статистические формы ЦСУ СССР 1-ТЭБ и 1-РТЭ, разрабатываемые до начала 90-х годов. Не затрагивая многих положительных сторон формы 1-ТЭБ, отметим только, что ее появление позволило более углубленно анализировать формирование структуры и тенденции развития энергетического баланса и дало возможность накопить опыт проведения такой работы в общесоюзном масштабе. Однако система показателей и методика их исчисления в форме 1-ТЭБ, основанной в значительной мере на исследованиях 50-х годов, все же недостаточна для полного раскрытия всех преобразований и направлений использования топлива и энергии в народном хозяйстве, а возможности экономического анализа данных, получаемых при обработке формы, ограничены. Среди недостатков баланса, разрабатываемого по этой форме, наиболее существенными являются следующие:

• отсутствуют связи между уровнем совершенства энергетики и показателями основной хозяйственной деятельности предприятия (прибылью, рентабельностью, стоимостью основных производственных фондов и оборотных средств и т.п.), что не позволяет в должной мере проводить экономическое обоснование мероприятий по интенсификации промышленного производства;

• не выделены четко стадии энергетического потока (добыча, переработка, преобразование и использование); это не позволяет рассчитать к. и. д. отдельных звеньев энергетического хозяйства;

• весьма ограничен учет расходов топлива и энергии на основные виды продукции и услуг;

• недостаточно полно представлены целевые расходы топлива и энергии, это не позволяет оценить энергетическую и экономическую эффективность различных видов топлива и энергии по направлениям их использования на предприятиях и в первую очередь в отдельных процессах и установках;

• побочные (вторичные) энергетические ресурсы учитываются неточно, так как их потери от недоиспользования не включены в баланс;

• номенклатура твердого топлива является недостаточной в части сортового и марочного состава, что не позволяет вести эффективный контроль за использованием высококачественных видов топлива;

• несогласованность показателей планового и отчетного энергетического балансов не обеспечивает должный контроль за выполнением планов;

• отсутствует четкое разделение между данными, основанными на записях в различных документах первичного учета и получаемыми расчетным путем; это снижает представительность информации, заключенной в энергетическом балансе, так как расчетные методы являются в известной степени условными и имеют заметную погрешность;

• форма недостаточно приспособлена к механизированной обработке на современных машинах, что значительно удлиняет сроки представления сводных материалов, а следовательно, снижает их ценность.

В последнее десятилетие произошли существенные изменения в методологии разработки и анализа энергетических балансов промышленных предприятий; на более высоких уровнях управления осуществляется переход па оптимальное планирование энергетических балансов. Эти тенденции заставляют по-новому подойти к принципам составления и содержанию энергетического баланса, разрабатываемого на предприятии.

Приведение информационной системы энергетического хозяйства в соответствие с новыми требованиями является одной из первоочередных задач совершенствования системы управления народным хозяйством. Исходной базой при этом может служить форма 1-ТЭБ, перестроенная с учетом отмеченных замечаний. Представляется, что в переработанном виде эта форма может служить документом статистической отчетности по энергетическому балансу.

Разработка аналитического баланса заключается в составлении фактических балансов по отдельным агрегатам и установкам с последующей оценкой полезного расхода энергии и энергетических потерь. При составлении аналитических балансов особое внимание необходимо уделять классификации энергетических потерь. Большинство статей энергетических потерь определяется расчетным путем, поэтому аналитические балансы являются в известной мере условными. Для количественной оценки энергетических потерь (в зависимости от назначения и характеристики промышленного предприятия) составляются частные энергетические балансы в аналитическом виде: топливный, тепловой и электрической энергии; в отдельных случаях целесообразна разработка аналитических балансов механической и гидравлической энергии, холода и сжатого воздуха.

Характеристика использования различных энергоносителей на промышленном предприятии должна отражаться в сводной форме аналитического энергетического баланса. В качестве исходной величины, подлежащей распределению по статьям полезного использования и потерь, из синтетического баланса берется фактическое потребление данного вида энергии. Величина невязки баланса может служить критерием для оценки достоверности составленного аналитического баланса (в нормальных условиях она не должна превышать ±2,5 % суммарного расхода энергоносителей). Аналитические балансы, как и синтетические, чаще всего относятся к определенному периоду времени.

Нормализованные энергетические балансы промышленных предприятий строятся на основе фактических аналитических балансов, что дает возможность определить резервы экономии энергии и топлива и наметить организационно-технические мероприятия по их реализации. В ряде случаев используются проектные данные или показатели испытаний и работы аналогичного оборудования на другом предприятии. В этих балансах учитываются перспективные изменения в технологии, организации и объеме производства и оценивается влияние этих изменений на структуру энергетического баланса. За основу такого расчета принимаются прогрессивные нормативы полезного потребления и потерь энергии, соответствующие оптимальным техническим условиям производства.

В отличие от нормализованных энергетических балансов оптимальные балансы строятся с учетом технико-экономических характеристик энергоснабжения района, в котором расположено рассматриваемое промышленное предприятие, и экономических показателей использования различных видов топлива и энергии в основных технологических и энергетических процессах производства. В качестве исходной информации для оптимальных балансов используются данные нормализованных энергетических балансов.

Для совокупного решения задач, возникающих при планировании энергетического хозяйства, следует использовать методы математического моделирования, которые включают разработку и исследования математической модели, состоящей из системы уравнений и неравенств, описывающих основные технологические и энергетические связи внутри предприятия и народного хозяйства района. Как правило, оптимальные энергетические балансы строятся с учетом минимизации годовых издержек предприятия или максимизации годовой прибыли. В ряде случаев в зависимости от конкретных условий может оказаться целесообразным решение задач не по одному критерию, а по нескольким, например, по минимуму расхода топлива на предприятии, максимальному уровню производительности труда, минимуму расхода дефицитных материалов и т.д.

При выборе окончательного варианта схемы энергоснабжения промышленного предприятия необходимо учитывать динамику развития промышленного предприятия, вероятностный характер изменения экономических показателей энергоснабжения района, взаимосвязи балансов предприятия и района.

В настоящее время накоплен довольно большой методический материал по составлению и анализу энергетических балансов промышленных предприятий. Однако ряд трудностей до сих пор не позволяет широко распространить имеющийся опыт в практике управления энергетическим хозяйством. К ним, например, следует отнести отсутствие единой методологии составления и анализа различных энергетических балансов; недостаточную оснащенность действующих и вновь сооружаемых предприятий энергетическими контрольно-измерительными приборами; неразработанность исходной (нормативной) информации, используемой при составлении энергетических балансов; неподготовленность энергетических служб промышленных предприятий к постоянной разработке и анализу энергетических балансов. Устранение указанных недостатков — совместная задача специалистов-энергетиков промышленных предприятий, научно-исследовательских и планово-хозяйственных организаций.

Основные показатели энергетического баланса. Одним из основных разделов информационной системы в энергетическом хозяйстве является подсистема статистической отчетности. Центральное место в ней занимает отчетный энергетический баланс. Энергетический баланс относится к материальным балансам и разрабатывается в соответствии с общими методологическими принципами их построения.

Приходная часть энергетического баланса отражает три основных направления ее формирования: остатки энергетических ресурсов, их добычу или производство и поступление со стороны.

При добыче топлива из недр извлекается горючая часть и балласт. Механические примеси (порода, вода, соль), входящие в балласт, как правило, отделяются от горючей массы на стадиях добычи и облагораживания энергетических ресурсов. В энергетическом балансе должно отражаться все добываемое топливо с удаляемыми на этих стадиях механическими примесями.

К добыче следует также относить извлечение и использование геотермального тепла в виде пара и горячей воды. Производство топлива и энергии охватывает стадию переработки и преобразования энергетических ресурсов и утилизации побочных энергетических ресурсов: переработку твердого топлива (коксование, газификация), жидкого топлива (нефтепереработка), газообразного топлива (сжижение горючих газов); производство электроэнергии на электростанциях и установках разных типов; производство теплоэнергии (ТЭЦ, промышленно-

производственными и отопительными котельными, утилизационными установками); производство сжатого воздуха (ТЭЦ — ПВС, компрессорными станциями и установками); производство холода; утилизация побочных горючих энергетических ресурсов.

В настоящее время в планировании и отчетности сложилась практика учета производства тепла для целей отопления, горячего водоснабжения и вентиляции в зависимости от назначения и производительности котельных. Полностью учитывается отпуск тепла на эти цели от ТЭЦ и промышленно-производственных котельных. Для отопительных котельных производительностью 20 Гкал/ч и выше также проводится учет отпущенного тепла. Однако для котельных меньшей производительности фиксируется лишь расход топлива. Такое разделение было обусловлено двумя причинами: 1) отсутствием необходимых контрольно-измерительных приборов, а, следовательно, и систематического учета отпуска тепла мелкими котельными установками; 2) сходством требований к качеству топлива и близостью КПД мелких котельных установок и индивидуальных отопительных устройств, сжигающих топливо.

Отмеченная дифференциация в учете отпущенного тепла отопительными котельными допустима для целей планирования. Однако она не позволяет установить фактическую загрузку мелких котельных, наметить пути повышения эффективности их работы, оценить эксплуатационные качества используемого котельного оборудования и т. п.

Оценка отпуска тепла мелкими котельными может быть произведена с достаточной точностью расчетным путем, без приборного учета. Поэтому в энергетический баланс целесообразно включать производство теплоэнергии всеми типами отопительных котельных независимо от их мощности. Это позволит получать полный тепловой баланс во всех необходимых разрезах и устанавливать действительную эффективность работы котельных разной мощности и типов.

Производство теплоэнергии может характеризоваться *выработанным*, *отпущенным и полезно отпущенным* теплом. Из-за отсутствия налаженного учета расхода тепла на собственные нужды котельных определение выработанного тепла котельной не представляется возможным. Оценка работы котельной по отпущенному теплу нецелесообразна, поскольку в этом случае не учитывается возврат тепла с конденсатом и обратной сетевой водой. Это не позволяет проводить сопоставление удельных расходов топлива по котельным установкам, работающим в различных условиях. Поэтому определение производства теплоэнергии по всем котельным должно вестись по полезно отпущенному теплу.

Оценка совершенства энергетического баланса в значительной мере определяется уровнем использования побочных энергетиче-

ских ресурсов. Поэтому в приходной части баланса должны быть выделены ресурсы, поступающие от утилизационных установок, и производственные отходы, используемые в качестве топлива. В эту группу ресурсов следует включать:

• горючие (топливные) побочные энергетические ресурсы, к которым относятся топливные отходы в процессах переработки технологического сырья (промежуточные продукты, отходы древесины, щелока целлюлозного производства, смола и т. п.); горючие газы, образующиеся в процессе производства (доменный, конверторный и др.); остатки древесных конструкций (зданий, шпал и т. п.);

• теплоэнергию, получаемую в системах охлаждения технологических установок (водяное охлаждение, испарительное охлаждение и т. п.), а также утилизированное тепло, получаемое при охлаждений отходящих газов технологических агрегатов (мартеновских, обжиговых печей, конвертеров, нагревательных и других устройств), при охлаждении продукции и отходов основного производства (например, сухое тушение кокса); тепло пара, отработанного в технологических и силовых установках;

• электроэнергию, вырабатываемую за счет использования избыточного давления газов и жидкостей и в турбинах мятого пара.

Расходная часть энергетического баланса состоит из расхода топлива и энергии энергетическим объектом, отпуска на сторону и остатка на конец отчетного периода. Расход внутри энергетического объекта может быть показан по двум направлениям использования: по производственному признаку и по целевому назначению.

Распределение энергетических ресурсов по производственному признаку предполагает характеристику расхода топлива и энергии на каждой стадии энергетического потока. При этом на стадии переработки топлива учитываются (помимо расходов топлива в качестве сырья для производства других видов топлива) расходы на производство нетопливных продуктов. Это отвечает технологии комплексного (комбинированного) производства, например, нефтепереработке, коксохимии и т. п. Собственные нужды энергетических объектов по добыче и переработке топлива и преобразованию энергии должны непосредственно отражаться в энергетическом балансе. Исключение составляет, как отмечалось выше, расход тепла на собственные нужды котельных.

Такой подход позволяет оценить коэффициенты преобразования энергетических ресурсов.

Стадия, конечного использования топлива и энергии при разработке расходной части энергетического баланса по производственному признаку характеризуется двумя основными составляющими: расходами на производство неэнергетической продукции и оказание услуг и расходами на коммунально-бытовые нужды. К неэнергетической продукции

и услугам относятся все виды продукции и услуг, кроме топлива, электроэнергии, теплоэнергии, сжатого воздуха и холода. В состав расходов на производство неэнергетической продукции необходимо включать топливо на нетопливные нужды, например, уголь и кокс, идущие на производство электродов, бензин, используемый для промывки деталей, и т. п.

Выделение расходов топлива и энергии на коммунально-бытовые нужды диктуется необходимостью изучения уровня обеспеченности населения энергетическими ресурсами. Тем самым осуществляется контроль одного из важных показателей жизненного уровня населения.

В процессе разработки энергетических балансов большое внимание следует уделять выявлению и анализу причин возникновения потерь энергии и определению мер по их устранению. При этом в синтетических балансах устанавливаются только потери на стадиях энергетического потока до установки, преобразующей или использующей энергетические ресурсы[3]. Они включают потери при транспортировке и хранении топлива и энергии внутри предприятия и потери при обогащении, обезвоживании и обессоливании топливных энергетических ресурсов. Потери, связанные с неполным использованием энергетических ресурсов (например, сжигание в факелах попутного, доменного и других газов, неполный слив жидких топлив из цистерн и т. п.), необходимо рассматривать как потенциальные энергетические резервы народного хозяйства. Величина этих потерь характеризует уровень рационального ведения хозяйства. Поэтому они должны обязательно включаться в энергетический баланс.

Для анализа энергоиспользования и обоснования направлений технического прогресса в энергетике важно иметь энергетический баланс, расходная часть которого составлена по показателям целевых расходов топлива и энергии.

Под целевыми расходами подразумеваются расходы топлива и энергии по следующим статьям.

1. Рабочие машины, механизмы и их привод (насосные, вентиляционные установки, компрессорные машины, подъемно-транспортное оборудование и другое оборудование производственного назначения, использующее силовой привод всех типов).

2. Отопление, вентиляция, горячее водоснабжение и кондиционирование воздуха.

3. Освещение.

4. Электрохимические процессы.

5. Средства связи и управления.

5. Транспортные средства предприятия.

[3] Сюда не относятся потери топлива и энергии, связанные с осуществлением технологического процесса (потери в окружающую среду, с уходящими газами, недожогом, охлаждающей водой и т.п.). Эти потери учитываются при разработке аналитических энергетических балансов.

6. Топливо на нетопливные нужды.

8. Топливо на переработку в другие виды топлива и нетопливные продукты.

9. Тепловые технологические процессы.

Как правило, непосредственный учет расходов топлива и энергии по статьям целевых расходов оказывается невозможным по двум причинам: в связи с групповым энергоснабжением отдельных энергопотребляющих процессов, относящихся к различным статьям целевого расхода; из-за отсутствия необходимого количества контрольно-измерительных приборов по учету расходов топлива и энергии.

В этих условиях определение целевых расходов возможно лишь расчетным путем на основе информации, получаемой от эксплуатационных контрольно-измерительных приборов, а также по характеристикам энергетического оборудования, параметрам энергопотребления, наблюдаемым на аналогичных установках в условиях, близких к рассматриваемым, и т. д. При соответствующей подготовке (правильное построение используемых формул, номографирование в т.п.) расчетные методы определения целевых расходов топлива и энергии могут обеспечить заданную точность результатов при незначительной трудоемкости расчетов.

Целевые расходы топлива и энергии на промышленном предприятии могут быть определены по одному из следующих методов:

1) при наличии счетчиков (расходомеров), установленных на энергопотребляющих объектах, расход энергии на которых может быть полностью отнесен к одной из статей целевого расхода, следует использовать показания этих счетчиков за отчетный период[4];

2) при отсутствии счетчиков (расходомеров), но при наличии комплекта эксплуатационных контрольно-измерительных приборов, позволяющих относительно просто определить мощность объекта (установки), следует использовать известные расчетные формулы для основных статей целевого расхода [5]. Метод дает приближенные результаты, однако, при достаточно большом числе замеров по отдельным параметрам можно получить результат с заданной степенью точности. По-видимому, для практических условий этот метод должен иметь наиболее широкое распространение;

---

[4] Метод отличается высокой точностью, но в практических условиях имеет ограниченное применение из-за экономической нецелесообразности в большинстве случаев установки счетчиков на каждой единице энергетического оборудования. При выборе процессов и установок, для которых в первую очередь необходимо проведение работ по упорядочению энергопотребления, следует руководствоваться размерами и режимом энергопотребления и затратами на организационно-технические мероприятия по учету энергопотребления.

[5] А.С. Некрасов, Ю.В. Синяк, О.Д. Старостина. Методологические рекомендации по расчету целевых расходов топлива и энергии на промышленном предприятии. М., изд. ЦЭМИ АН СССР, 1970 (ротапринт).

3) при отсутствии контрольно-измерительных приборов расход энергии следует определять по установленной (паспортной) мощности объекта (установки). В ряде случаев метод может давать значительные погрешности, и поэтому должен применяться с осторожностью.

Суммарные целевые расходы по отдельным видам топлива и энергии на промышленном предприятии, с одной стороны, равны полному потреблению за вычетом потерь при транспортировке, хранении внутри предприятия и переработке, а с другой стороны, — суммарной величине по отдельным статьям целевого расхода. Последние получаются в преобладающем числе случаев путем расчета. Поэтому может возникнуть невязка баланса:

(Израсходовано, всего) – (потери при транспортировке и хранении внутри предприятия, организации) – (потери при переработке)	=	(Освещение) + (Рабочие машины и их привод) + (Электрохимические процессы) + (Транспортные средства предприятия, организации) + (Средства связи и управления) + (Отопление, горячее водоснабжение, вентиляция и кондиционирование воздуха) + (Топливо в качестве сырья на переработку в другие виды топлива) + (Топливо в качестве материала на нетопливные нужды) + (Тепловые процессы) ± (Невязка баланса)

По относительной величине невязки баланса можно судить о точности составления расходной части баланса по целевым расходам, правильности построения расчетных формул и значений параметров, принимаемых в расчетах.

Раздел энергетического баланса, содержащий целевые расходы топлива и энергии, позволяет получить обобщенную оценку эффективности энергетического хозяйства — коэффициент полезного использования энергетических ресурсов.

Помимо основных разделов энергетического баланса, для всестороннего анализа эффективности энергетического хозяйства необходимо иметь следующие расшифровки и показатели: 1) структуру производства электроэнергии; 2) структуру производства и использования теплоэнергии по параметрам; 3) распределение топлива и энергии на выработку электроэнергии, теплоэнергии, сжатого воздуха и холода; 4) структуру энергетических ресурсов, расходуемых на производство нормируемой продукции; 5) движение энергетических ресурсов; 6) средние стоимости энергетических ресурсов; 7) основные показатели хозяйственной деятельности предприятия.

Структура производства электроэнергии должна отражать выработку электроэнергии разными типами электростанций с выделением доли, получаемой па тепловом потреблении.

В основных разделах энергетического баланса теплоэнергия представлена без подразделения по параметрам пара и горячей воды. Это не позволяет выявлять рациональные соотношения между параметрами отпущенной теплоэнергии и реальными параметрами пара и воды, используемых в потребительских установках. Наличие такой информации могло бы обеспечить более обоснованный подход к выбору параметров теплогенерирующего и использующего оборудования. Эти данные, по-видимому, можно получать выборочным обследованием с распространением полученных результатов на всю совокупность рассматриваемых объектов. Однако целесообразность такого подхода требует дополнительной проверки.

Распределение топлива и энергии на выработку других видов энергии (электроэнергия, теплоэнергии, сжатый воздух, холод) при их комбинированном производстве должно проводиться на основе единых методологических принципов. Для этого может быть использоыве так называемый балансовый метод разнесения энергетических затрат. По этому методу расход топлива *(B_T),* относимый на производство тепла из отборов турбин ТЭЦ, определяется по выражению:

$$B_T = \frac{0{,}143 * Q_T}{\eta_{\text{кот}}^{\text{бр}} * \eta_{\text{то}}}, \quad \text{т у.т./год} \qquad (1)$$

где Q_T — годовой отпуск тепла потребителям из отборов турбин и непосредственно из котельной, Гкал/год; $\eta_{\text{кот}}^{\text{бр}}$ — коэффициент полезного действия котельной; $\eta_{\text{то}}$ — коэффициент полезного действия теплообменных аппаратов.

Соответственно для сжатого воздуха ($B_{\text{с.в}}$), получаемого в турбовоздуходувках, расход топлива принимается равным:

$$B_{\text{с.в}} = \frac{0{,}143 * Q_{\text{в}}}{\eta_{\text{кот}}^{\text{бр}}}, \quad \text{т у.т./год} \qquad (2)$$

где $Q_{\text{в}}$ — годовое потребление тепла турбовоздуходувкой, Гкал/год.

Расход топлива на выработку электроэнергии определяется по разности между суммарным расходом топлива на ТЭЦ ($B_{\text{тэц}}$) и суммой расходов, пошедших на выработку теплоэнергии и сжатого воздуха:

$$B_{\text{э}} = B_{\text{тэц}} - (B_T - B_{\text{с.в}}), \quad \text{т у.т./год} \qquad (3)$$

Раздел энергетического баланса, содержащий средние стоимости топлива и энергии, позволяет получить развернутую экономическую оценку энергетической составляющей в себестоимости продукции промышленного предприятия и наметить пути ее снижения. Эти пока-

затели составляют также основу для построения энергетического раздела межотраслевого баланса в стоимостном выражении.

Основные показатели хозяйственной деятельности предприятия, включаемые в отчетный энергетический баланс, необходимы для получения обобщенных характеристик, позволяющих вскрыть взаимосвязи развития энергетики и экономики общественного производства.

Классификация энергетических ресурсов. Определяющую роль в формировании количественных и качественных показателей баланса играет состав энергетических ресурсов. В соответствии с принятой схемой движения энергетических ресурсов следует выделять:

• *природные* энергетические ресурсы: уголь, нефть, природный газ, попутный газ при добыче нефти, сланцы, лигниты, торф, дрова, гидроэнергия, геотермальное тепло, ядерное горючее;

• *облагороженные* (обогащенные) энергетические ресурсы: брикеты, концентрат, сортовой уголь, промпродукт, шлам, отсев;

• *переработанные* энергетические ресурсы: светлые нефтепродукты, мазуты, прочие темные нефтепродукты, кокс, полукокс, коксик, коксовая мелочь, уголь древесный, смола, антрацен;

• *преобразованные* энергетические ресурсы: электроэнергия, теплоэнергия, сжатый воздух, холод, генераторные газы, коксовый газ, сланцевый газ, газ нефтепереработки, сжиженные газы;

• *побочные* энергетические ресурсы: производственные отходы, используемые в качестве топлива; тепло- и электроэнергия, получаемые от утилизационных установок.

В энергетическом балансе природные и облагороженные (обогащенные) энергетические ресурсы следует учитывать раздельно по бассейнам (месторождениям). При этом важно контролировать топливные режимы отдельных потребителей и соответствие; фактического использования сортовых углей паспортным данным топливопотребляющих установок. Для действующего оборудования эти факторы определяют уровень энергоиспользования и являются ведущими в текущем планировании энергетического хозяйства.

При составлении энергетического баланса различные энергетические ресурсы (энергоносители) должны приводиться в едином количественном измерении. Соизмерение может быть осуществлено:

а) по физическому эквиваленту энергии, заключенной в ресурсах (Гкал, кВт.ч, т у.т, Дж), т. е. в соответствии с первым законом термодинамики;

б) по относительной работоспособности (эксергии), т. е. в соответствии со вторым законом термодинамики[6].

[6] Однако разработка эксергетического баланса вызывает повышенные трудности и вряд ли найдет широкое применение в повседневной практике планирования и управлении. Это, конечно, не исключает целесообразности разработки аналитических эксергетических балансов для отдельных процессов и установок.

В настоящее время в России в отчетной и плановой практике в качестве универсальной единицы соизмерения энергетических ресурсов принята 1 т условного топлива (т у.т.), эквивалентная 7 Гкал. При оценке различных первичных энергетических ресурсов вопрос о назначении эквивалента для пересчета гидроэнергии, атомной энергии и геотермального тепла является дискуссионным. Здесь имеются два подхода.

Первый основан па пересчете этих ресурсов по их физическому эквиваленту, т. е. для электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС и АЭС, 1 кВт.ч = 0,123 кг у.т., а геотермальное тепло принимается по его энтальпии. Второй предполагает оценивать эти первичные ресурсы по уровню совершенства их производства на преобладающей части генерирующих установок. Последний метод связан с определенной условностью в оценке первичных энергоресурсов, так как по существу зависит от точности определения переводных коэффициентов. Его предпочтительнее использовать для оценки гидроэнергетического потенциала, запасов ядерного горючего и геотермальной энергии, нежели для характеристики этих природных ресурсов в приходной части фактического (отчетного) энергетического баланса.

К настоящему времени накоплен довольно большой методический материал по составлению и анализу энергетических балансов промышленных предприятий. Однако ряд трудностей до сих пор не позволяет широко распространить имеющийся опыт в практике управления энергетическим хозяйством. К ним, например, следует отнести отсутствие единой методологии составления и анализа различных энергетических балансов; недостаточную оснащенность действующих и вновь сооружаемых предприятий энергетическими контрольно-измерительными приборами; неразработанность исходной (нормативной) информации, используемой при составлении энергетических балансов; неподготовленность энергетических служб промышленных предприятий к постоянной разработке и анализу энергетических балансов. Устранение указанных недостатков — совместная задача специалистов-энергетиков промышленных предприятий, научно-исследовательских и планово-хозяйственных организаций.

Энергетический баланс предприятия разрабатывается в соответствии с общими методологическими принципами, изложенными в предыдущем параграфе. В табл. 1 приведен пример энергетического баланса предприятия (в натуральном выражении), а в табл. 2 представлены расшифровки статей целевого расхода энергии.

Анализ энергетических балансов

Отчетные энергетические балансы промышленных предприятий должны обеспечить решение следующих основных задач:

• определение направлений, способов и размеров использования подведенных и побочных энергетических ресурсов;

• оценку эффективности использования отдельных видов энергетических ресурсов и в целом энергетического хозяйства предприятия;

• выявление и оценку потерь энергии, определение резервов хозяйства в области производства и использования энергоносителей;

• определение нормативов по энергетическому хозяйству, используемых в процессе принятия проектно-плановых решений (межотраслевые балансы, плановые энергетические балансы, планы развития отраслей, предприятий, проекты систем энергоснабжения и т. п.);

• обеспечение информацией научно-исследовательских и проектных разработок, связанных с созданием новой энергетической техники, совершенствованием методов и средств планирования и управления энергетическим хозяйством.

При этом можно выделить главные этапы анализа энергетических балансов (в порядке возрастания сложности и содержательности результатов, получаемых в процессе анализа). Наиболее простым направлением анализа является исследование структуры приходной и расходной частей баланса и тенденций ее изменения. Изучение структуры энергетического баланса позволяет объяснить различия в уровнях энергопотребления и эффективности использования ресурсов по отдельным предприятиям.

Для выявления причин различия в размерах потребления отдельных энергоносителей и эффективности их использования целесообразно провести сопоставление удельных расходов энергоносителей. Анализ удельных расходов по отдельным технологическим процессам может помочь в установлении резервов экономии топлива и энергии на промышленном предприятии. Следует стремиться проводить такой анализ индивидуально по каждому процессу на основе технологических удельных расходов, которые должны включать все расходы топлива, теплоэнергии или электроэнергии на непосредственное выполнение технологического процесса производства того или иного вида продукции, а также и нормируемые потери топлива и энергии (механические, тепловые, химические, электрические), обусловленные характером технологического процесса и применяемого оборудования. Использование для такого анализа общезаводских удельных расходов, включающих затраты энергии по предприятию как на основные и вспомогательные технологические процессы, так и на вспомогательные и подсобные нужды вряд ли целесообразно ввиду несопоставимости состава хозяйства отдельных промышленных предприятий.

Таблица 1. Энергетический баланс промышленного предприятия (в натуральном выражении).

№ п/п	Статьи баланса		Электроэнергия, тыс. кВт.ч	Тепловая энергия, 10^6 ГДж	Сжатый воздух, тыс. м^3	Природный газ, тыс. м^3	Древесные отходы, т
			Калорийный эквивалент, МДж/ед.				
			3,5	1,0	0,37	32,8	10,5
1	Остаток на начало года						250
2	Добыто топлива						
3	Произведено топлива и энергии	в процессе переработки топлива					
4		электростанциями	44431	2,20			
5		промышленно-производственными котельными		0,24			
6		отопительными котельными					
7		утилизационными установками					1300
8		прочими генерирующими установками			52000		
9	Поступило со стороны		37095			106026	
10	Всего ресурсов		81526	2,44	52000	106026	1550
11	Израсходовано всего		80691	2,08	52000	106026	1430
12	в том числе	при добыче топлива					
13		в процессе переработки топлива					
14		электростанциями	16500	0,39		94470	
15		промышленно-производственными котельными	561	0,03		8236	1430
16		отопительными котельными					
17		утилизационными установками					
18		прочими генерирующими установками	7186				
19		на производство неэнергетической продукции и оказание услуг	52404	1,63	39000	3320	
20		на коммунальные нужды	2300				
21		потери при транспортировке и хранении внутри предприятия	1740	0,03	13000		
22		потери при обессоливании и обезвоживании					
23	Отпущено на сторону		835	0,36			
24	Остаток на конец года						120

Таблица 2. Целевые расходы топлива и энергии на промышленном предприятии.

№ п/п	Статьи баланса		Электроэнергия, тыс. кВт.ч	Тепловая энергия, 10^6 ГДж	Сжатый воздух, тыс. $м^3$	Природный газ, тыс. $м^3$	Древесные отходы, т
			Калорийный эквивалент, МДж/ед.				
			3,5	1,0	0,37	32,8	10,5
1	Потребление топлива и энергии по целевому назначению (сумма строк 12–17, 19, 20 табл.5–1)		78951	2,04	39000	106026	1430
2		освещение	3200				
3		рабочие машины и их привод	17460		40950		
4		электрохимические процессы	1800				
5		транспортные средства предприятия					
6		средства связи и управления	2740				
7		отопление, горячее водоснабжение и кондиционирование воздуха		0,96			
8		топливо в качестве сырья на переработку в другие виды топлива и нетопливные нужды					
9	в том числе	топливо в качестве материала на нетопливные нужды					
10		тепловые процессы всего	52780	1,08		105800	1430
11		электродуговые печи	24800				
12		индукционные печи	8600				
13		кузнечные печи	5660			1700	
14		термические печи	10200			980	
15		сварочное оборудование	3520				
16		сушка древесины		1,08		620	
17		парокотельные установки				103500	1430
18	Невязка баланса		-971	-0,005	+1950	-226	0
19	То же, %		-1,25	-2,5	+5,0	-0,2	0

Более эффективное, по нашему мнению, направление исследования энергетических балансов — это метод, основанный на расчете коэффициентов полезного использования (КПИ) отдельных энергоносителей и всего энергетического хозяйства предприятия. Расчет КПИ проводится по данным расходной части баланса, составленного по целевым расходам топлива и энергии.

В этом случае анализ энергетического баланса следует проводить на основании коэффициента полезного использования источников энергии:

$$\eta_1 = \frac{\sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} B_{ij} * k_i * \eta_{ij}}{B_1}, \quad (4)$$

где i — виды энергоносителей, используемых на предприятии i =1, ...m; j — виды энергетических процессов, составляющих целевые расходы топлива и энергии j = 1, ... n; B_{ij} — годовой расход энергоносителя i в процессе j (в натуральном выражении); k_i — калорийный эквивалент энергоносителя i, определяемый путем лабораторных проб или на основании документов о поставке топлива; η_{ij} — коэффициент полезного действия процесса j на энергоносителе i, который определяется заранее путем выборочного обследования или расчетным путем; B_1 — суммарное годовое использование на предприятии всех видов энергетических ресурсов (полный оборот энергетических ресурсов), т у.т.

Можно предложить и другой показатель, отражающий комплексную эффективность использования энергии в энергетическом хозяйстве, — коэффициент полезного использования подведенных энергетических ресурсов:

$$\eta_2 = \frac{\sum_{i=1}^{m'}\sum_{j=1}^{n'} B_{ij} * k_i * \eta_{ij}}{B_2}, \quad (5)$$

где n' — вид энергетических процессов, составляющих группу конечного потребления, т.е. исключая все процессы преобразования топлива и энергии; m' — виды энергоносителей, поступающих на конечное потребление; B_2 — суммарное количество потребленных энергетических ресурсов, подведенных к предприятию, т у.т. Величина B_2 может быть определена двояко: путем пересчета подведенных энергетических ресурсов по их калорийным эквивалентам или путем приведения к первичной энергии с учетом КПД ступеней энергетического потока.

В зависимости от способа приведения подведенных энергетических ресурсов следует различать: в первом случае η_2' — КПИ подведенных

энергетических ресурсов; во втором случае η_2'' — КПИ природных энергетических ресурсов[7].

Каждый из приведенных выше коэффициентов полезного использования имеет собственное информационное содержание, по-разному раскрывающее уровень использования энергетических ресурсов на промышленном предприятии. Коэффициент полезного использования природных энергетических ресурсов η_2'' «выходит» за пределы рассматриваемого предприятия, так как для его расчета необходимо знать КПД добычи, транспорта и преобразования энергетических ресурсов.

В этом смысле коэффициент η_2'' характеризуется наибольшим информационным содержанием, поэтому при сравнении уровней использования энергетических ресурсов во времени или между отдельными предприятиями этот коэффициент целесообразно использовать в первую очередь.

В ряде случаев, например, при планировании энергопотребления на предприятии, суммарное количество потребленных энергетических ресурсов, подведенных к предприятию, можно представить в развернутом виде, как разность между потребностью и внутренним (собственным) производством энергоносителей:

$$B_2 = \sum_{i=1}^{m} s_i * \left[\sum_{j=1}^{n} \left(B_{0,ij} - B_{i'j} * \frac{\eta_{i'j}}{\eta_{ij}}\right) - B_i + \Delta B_{\text{пот},i}\right], \quad (6)$$

где i' — виды побочных энергетических ресурсов, образующихся на предприятии $i' = 1, \ldots m'$; $B_{0,ij}$ — потребность процесса j в энергетическом ресурсе вида i, определяемая на основе энергетического баланса этого процесса; $B_{i'j}$ — количество использованных в процессе j побочных энергетических ресурсов вида i', взамен ресурса вида i; B_i — внутреннее (собственное) производство энергетического ресурса вида i на основных генерирующих установках предприятия (в отличие от утилизационных установок); $\Delta B_{\text{пот},i}$ — потери энергетического ресурса вида i во внутризаводских коммуникациях; $\eta_{i'j}$ — коэффициент полезного действия процесса j на побочном энергетическом ресурсе вида i'; s_i — коэффициент приведения различных энергоносителей к природным энергетическим ресурсам, равный:

$$s_i = k_i / \eta_i^{\Sigma}, \quad (7)$$

[7] В технической литературе встречаются и другие формулы для расчета коэффициентов полезного использования, однако из-за незавершенности разработки методики анализа энергетических балансов промышленных предприятии единое мнение по составу и виду показателей отсутствует.

где η_i^{Σ} — суммарный КПД цепочки энергоснабжения для энергетического ресурса *i*.

Подставляя выражение (6) в знаменатель формулы (5), можно получить оценку, характеризующую энергетическую эффективность основных направлений совершенствования энергетического хозяйства промышленного предприятия. Как видно из этих формул, рост коэффициента полезного использования природных энергетических ресурсов η_i^{Σ} может быть обеспечен за счет:

- повышения использования побочных энергетических ресурсов ($B_{i'j}$);
- снижения энергетических потерь во внутризаводских коммуникациях ($\Delta B_{\text{пот},i}$);
- повышения КПД использования энергетических ресурсов в конкретных технологических процессах (η_{ij});
- правильного выбора энергоносителей (s_i);
- правильного выбора технологических процессов и их режимов (B_{ij}).

Повышение η_i^{Σ} на величину δ за счет реализации названных выше мероприятий соответствует экономии топлива в размере:

$$\Delta B = B_2 - \frac{\sum_{i=1}^{m'} \sum_{j=1}^{n'} B_{ij} * k_i * \eta_{ij}}{\eta_2'' * (1+\delta)} \qquad (8)$$

Таким образом, анализ КПИ позволяет не только оценить эффективность энергоиспользования на промышленном предприятии, но и выявить объекты, которые в максимальной мере влияют на уровень использования энергоресурсов и поэтому требуют постоянного контроля.

Следующее направление анализа энергетического баланса промышленного предприятия заключается в определении связи энергетики с основными показателями хозяйственной деятельности и оценки взаимного влияния энергетики и экономики производства. Это направление анализа предусматривает расчет обобщенных энергоэкономических характеристик предприятия, из которых наиболее важными являются: энерго- и электровооруженность труда, энерго-, электро- и теплоемкость продукции, энерго-, электро- и теплооснащенность основных производственных фондов, теплоэлектрический и электротопливный коэффициенты и ряд других показателей. Изучение тенденций изменения этих показателей позволяет вскрыть основные закономерности развития промышленной энергетики, определить тип технического прогресса, по которому развивается предприятие, наметить пути дальнейшей интенсификации промышленного производства.

Расчет обобщенных показателей и характеристик полностью основывается на данных, содержащихся в предлагаемой системе отчет-

ного энергетического баланса. Эти показатели образуют справку о состоянии и развитии энергетического хозяйства промышленного предприятия (табл. 3).

Таблица 3. Обобщенные показатели и характеристики для анализа состояния и развития энергетического хозяйства промышленного предприятия.

Показатели	Единица измерения
Производительность труда	руб./чел.
Рентабельность производства	%
Фондовооруженность	руб./чел.
Энерговооруженность труда (в условном топливе)	ГДж/чел.
Электровооруженность труда по энергии	кВт.ч/чел.
Энергоемкость основных производственных фондов	ГДж/руб.
Электроемкость основных производственных фондов	кВт.ч/руб.
Энергоемкость продукции (в условном топливе)	ГДж/руб.
Электроемкость продукции	кВт.ч/руб.
Теплоемкость продукции	ГДж/руб.
Коэффициент электрификации (на условное топливо)	кВт.ч/т
Теплоэлектрический коэффициент	ГДж/кВт.ч
Электротопливный коэффициент (на условное топливо)	кВт.ч/т
Коэффициенты преобразования:	%
усредненный КПД электростанций	%
усредненный КПД промышленно-производственных котельных	%
усредненный КПД отопительных котельных	%
электрический КПД (брутто)	%
электрический КПД (нетто)	%
Коэффициент полезного использования энергии	%

Расчет показателей энерговооруженности труда, энергоемкости основных производственных фондов и продукции, коэффициента электрификации и коэффициента полезного использования производится по количеству подведенной энергии. Существует другой метод расчета этих показателей, состоящий в пересчете подведенной энергии на первичную энергию, т.е. с учетом потерь при добыче, облагораживании, переработке и преобразовании, транспорте и распределении, хранении энергоносителей за пределами рассматриваемого предприятия. Вычисление этих показателей по первичной энергии на основании формы отчетного энергетического баланса не вызывает принципиальных трудностей.

Общую эффективность хозяйственный деятельности предприятия (организации) характеризуют три показателя: производительность труда, рентабельность, фондовооруженность. В нормальных условиях работы предприятия они должны иметь тенденции к росту.

Энерговооруженность труда зависит в основном от взаимного влияния двух групп противоположно действующих факторов: тенденции к увеличению в связи с совершенствованием технологии и организации производства и ростом производительности труда и тенденции к снижению в связи с совершенствованием энергетического хозяйства, сокращением потерь и непроизводительности расхода энергии. Как правило, преобладающей является первая тенденция.

Однако в отдельные периоды возможно и некоторое снижение энерговооружённости труда. Это может быть связано с заменой угля природным газом или мазутом, рационализацией схем энергоснабжения при неизменной технологии производства и постоянном объеме выпуска продукции и других стабилизирующих производство факторах. В этом случае снижение показателя энерговооруженности труда не следует относить к признакам ухудшения работы предприятия.

Анализ темпов роста энерговооруженности труда и производительности труда целесообразно проводить одновременно. При этом энерговооруженность труда из года в год возрастает медленнее, чем производительность труда. Если энерговооруженность труда растет быстрее, чем производительность груда, то производство и энергопотребление должны быть тщательно проанализированы.

При сопоставлении двух предприятий наиболее совершенным можно считать то, где более высокая энерговооруженность труда. Однако производительность труда па этом предприятии также должна быть выше. Если у одного предприятия энерговооруженность труда выше, а производительность труда ниже, чем у другого, то необходим дополнительный анализ. Наиболее вероятными причинами этого различия могут быть следующие: наличие резервов экономии энергии на первом предприятии; недостаточная механизация и автоматизация производственных процессов на этом предприятии; существенное различие в технологии производства или в структуре себестоимости продукции. В последнем случае сопоставлять предприятия по энерговооруженности труда нельзя.

Необходимо также проводить анализ темпов роста электровооруженности труда в сопоставлении с ростом производительности труда. Технический прогресс в промышленности сопровождается ростом удельного веса электроемких отраслей, а в отдельных отраслях появлением и развитием новых электроемких процессов. В этой связи общая закономерность изменения электровооруженности и производительности труда может быть охарактеризована следующим образом; но отдельному агрегату или процессу рост производительности труда должен обгонять рост электровооруженности труда; по цеху или участку производства в различные периоды времени это соотношение

может быть различным; по предприятию с установившейся технологией производства производительность труда должна расти одинаково с электровооруженностью труда или несколько быстрее; по предприятию с непрерывно совершенствующейся технологией электровооруженность труда будет обгонять производительность труда; по отрасли в целом электровооруженность труда растет одинаково с производительностью труда или быстрее; по экономическому району при его правильном гармоничном развитии рост электровооруженности труда должен обгонять рост производительности труда.

В период пуска нового агрегата или технологического процесса, как правило, электровооруженность труда выше производительности труда. Это происходит по двум причинам: новая технология является более электроемкой; при освоении новой техники неизбежны некоторые перерасходы электроэнергии. По мере освоения новой техники перерасход электроэнергии сокращается, достигаются проектные мощность агрегата и размер его электропотребления. Затем проводятся мероприятия по повышению производительности агрегата и экономии энергии. В этот период производительность труда будет выше электровооруженности труда.

Если электровооруженность труда на отдельном предприятии превышает среднеотраслевой уровень, то причинами этого могут быть: более высокий, чем средний, уровень техники и организации производства; больший удельный вес электроэнергии в технологическом энергопотреблении (например, за счет замены пламенных печей электропечами). В этом случае следует провести экономический анализ целесообразности такой замены энергоносителей.

Более низкая электровооруженность труда может иметь ряд причин, которые целесообразно объединить в три группы:

• общепроизводственные, сюда относятся: низкий уровень механизации вспомогательных, сборочных, наладочных работ и ремонтов; большой возраст основных фондов (устарелое оборудование, неприспособленные помещения и т. п.), препятствующий комплексной механизации и рациональной организации производства; недостаточная специализация и кооперирование производства; недостаточная ритмичность производства;

• энергетические, например широкое применение топлива в высокотемпературных процессах; наличие парового привода в силовых процессах (паровые молоты, прессы, паровозные краны, маневровые паровозы), низкая степень электрификации среднетемпературных и низкотемпературных производственных процессов и т. п.;

• электрические, например недостаточный уровень электропотребления из-за слабого развития вентиляции, кондиционирования воздуха, освещения и т. п.; недостаточная мощность электроснабжения

(малая мощность питающей подстанции, недостаточная пропускная способность питающих сетей) и другие факторы.

Случаи стабилизации или снижения электровооруженности труда, а также отставания темпов ее роста от темпов роста энерговооруженности или производительности труда могут указывать на отклонение основных характеристик рассматриваемого предприятия от общих закономерностей. В этом случае должен быть проведен детальный технико-экономический анализ.

Энергоемкость основных производственных фондов — важный показатель, характеризующий насыщение энергией производственного аппарата. Эта характеристика производства появилась недавно, и пока еще не накоплены сведения об основных тенденциях ее изменений. Можно лишь предполагать, что уровень энергоемкости основных производственных фондов должен расти во времени.

Энергоемкость продукции, как правило, неуклонно снижается. Однако иногда возможно увеличение энергоемкости продукции при реконструкции производства, например, в связи с устройством приточной вентиляции, кондиционирования воздуха и т. п. Вслед за увеличением обычно вновь наблюдается снижение энергоемкости. Рост энергоемкости продукции может допускаться только в двух случаях: за счет повышения удельного веса энергоемких процессов при специализации предприятия; при переходе на более дешевое сырье при той же технологии. Во всех остальных случаях необходим тщательный анализ для выявления причин нерационального использования энергии.

Электрификация народного хозяйства неразрывно связана с техническим прогрессом, поэтому коэффициент электрификации должен постоянно расти. Снижение коэффициента электрификации может происходить по тем же причинам, что и показатели электровооруженности труда. При систематическом снижении обоих показателей необходимо проводить тщательный анализ вызывающих их причин.

Для теплоэлектрического коэффициента характерно снижение за счет роста КПД энергоиспользующего оборудования (например, замены пара горячей водой, улучшения режима моечных, сушильных и других установок, улучшения режима отопления и т. п.) и рационального использования побочных низкопотенциальных ресурсов (отходящей теплоты печей, компрессоров, теплоты технологических продуктов и т. п.). При возрастании теплоэлектрического коэффициента, что в большинстве случаев указывает на нерациональное использование теплоты, следует провести анализ теплопотребления. Возможно временное повышение теплоэлектрического коэффициента в случае устройства приточной вентиляции на действующем предприятии.

Электротопливный коэффициент, как правило, растет за счет увеличения КПД высокотемпературных процессов и их электрификации.

Снижение электротопливного коэффициента возможно в случае узкой специализации предприятия за счет какого-либо одного топливоемкого производства (например, литья).

Для остальных показателей характерна тенденция роста их значений во времени. Снижение или низкий уровень отдельных показателей свидетельствует о необходимости проведения тщательного энергетического и экономического анализа.

Оптимизация энергетического баланса промышленного предприятия

Оптимизация энергетического баланса промышленного предприятия на основе модели планирования энергетического хозяйства обеспечивает выявление такого варианта снабжения всех потребителей завода различными видами топлива и энергии, при котором план выпуска продукции выполняется с максимальной эффективностью по заданному критерию. В модели планирования детально учитываются взаимосвязи между отдельными элементами оптимизируемой системы: между приходной и расходной частями энергетического баланса, в частности между количеством и видом энергоносителей, поступающих на промышленное предприятие извне, и выходом побочных энергоресурсов; влияние условий технологии и энергетики предприятия на технико-экономические показатели промышленного производства; зависимость между параметрами промышленной ТЭЦ и технологической схемой производства.

В модели должны задаваться ресурсы топлива и учитываться возможности получения от других предприятий различных видов энергии. В свою очередь может оказаться целесообразным использовать побочные энергетические ресурсы, теплоту и пар от заводской котельной или ТЭЦ за пределами данного предприятия. В этих случаях задача оптимизации энергетического баланса предприятия должна решаться более широко, с учетом потребностей в энергии других близлежащих предприятий и во взаимной увязке с оптимальным энергетическим балансом промышленного узла, т. е. как задача энергетического комбинирования и кооперирования.

Математическая модель планирования энергетического хозяйства промышленного предприятия должна обеспечить решение следующих основных задач: выбор рациональных энергоносителей для всех производственных процессов; определение размеров потребления первичных энергетических ресурсов по отдельным технологическим процессам и предприятию в целом; выбор рациональных направлений использования побочных энергоресурсов; определение рациональных энергетических потоков между отдельными подразделениями предприятия; определение рациональной схемы энергоснабжения предприятия и связанных с ним объектов; обоснование выбора наиболее

экономичных типоразмеров энергогенерирующих установок, в том числе агрегатов промышленной ТЭЦ.

При этом в модели должны быть отражены следующие основные условия: объем производства продукции на различных технологических участках и установках при любом варианте энергоснабжения должен удовлетворять внутризаводской потребности и плану выпуска товарной продукции; потребление отдельных видов первичных энергоресурсов не может превосходить количества, выделенного предприятию в соответствии с рациональной структурой энергетического баланса района; качественные характеристики топлива и горючих смесей должны удовлетворять требованиям соответствующих технологических процессов; количество и режимы выхода побочных энергетических ресурсов определяются видом используемых топлив и режимов работы основных технологических установок; суммарное потребление побочных энергетических ресурсов должно соответствовать их выходу. Модель может использоваться для краткосрочного планирования, когда целью расчетов является обоснование оптимальной потребности в топливе и энергии, и перспективного планирования, когда осуществляется выбор оптимального пути развития и реконструкции энергетического хозяйства предприятия. В первом случае модель имеет упрощенную структуру за счет исключения разделов, связанных с выбором рациональных энергоносителей для технологических процессов, типоразмеров энергогенерирующего оборудования, схемы теплоснабжения и ряда других вопросов, относящихся к стадии проектирования объектов. Основное внимание в такой модели уделяется взаимозаменяемости ресурсов, эффективному использованию побочных энергетических ресурсов, покрытию графиков тепловой нагрузки и т. п. Наряду со стоимостными показателями здесь могут использоваться в качестве критериев минимальные расходы топлива и энергии, поступающих со стороны, или максимальный коэффициент полезного использования энергии. Во втором случае при обосновании путей развития и реконструкции энергетики предприятия в модели должны рассматриваться все перечисленные выше задачи. Критерием оптимальности такой модели является минимум суммарных приведенных затрат.

Для описания энергетического хозяйства предприятия введем обозначения: J — группа технологических и энергетических процессов предприятия, включающая подгруппы j_1, j_2, $j_3 \in J$, где j_1 — технологические процессы; j_2 — процессы, производящие промежуточные энергоносители (дутье, сжатый воздух, пар на технологические нужды, кислород и т. п.); j_3 — отопительно-вентиляционная нагрузка предприятия и рабочего поселка; I — группа множества видов энергии, используемых для удовлетворения технологических и энергетических потребителей предприятия, включающая подгруппы i_1, i_2, i_3, i_4, i_5, $i_6 \in I$; i_1 — первичные энергоресурсы, полу-

чаемые со стороны (включая электроэнергию из электроэнергетической системы); i_2 — побочные горючие энергоресурсы; i_3 — горючие смеси; i_4 — побочные тепловые энергоресурсы; i_5, i_6 — теплота и пар различных параметров, получаемые соответственно от отборов турбин промышленной ТЭЦ и промышленной котельной. Общая схема энерготехнологических взаимосвязей промышленного предприятия приведена на рис. 1.

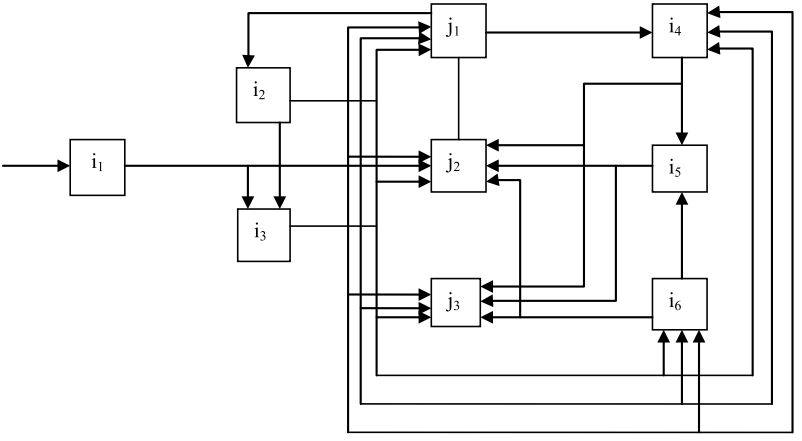


Рисунок 1. Принципиальная схема энерготехнологических связей промышленного предприятия.

Рассмотрим основные взаимосвязи модели энергетического хозяйства предприятия. Выпуск продукции процесса j_1 с использованием различных видов энергии i_1, i_2, i_3 равен сумме продукции, потребляемой внутри предприятия для производства других видов продукции и отпускаемой на сторону в виде товарной продукции в соответствии с планом предприятия:

$$\sum_{i_1}\frac{1}{b_{i_1j_1}}x_{i_1j_1}+\sum_{i_2}\frac{1}{b_{i_2j_1}}x_{i_2j_1}+\frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_1}x'_{i_1j_1}+Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2}x''_{i_2j_1}}{q_{j_1}}+$$
$$+\frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2}x'_{i_1j_1}+Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2}x'''_{i_2j_1}}{q_{j_1}}=\sum_{i_1}\sum_{\substack{j_1\\ j_1=j'_1}}\frac{a_{j'_1j_1}}{b_{i_1j_1}}x_{i_1j_1}+$$
$$+\sum_{i_2}\sum_{\substack{j_1\\ j_1\neq j'_1}}\frac{a_{j'_1j_1i_2}}{b_{i_2j_1}}x_{i_2j_1}+\sum_{\substack{j_1\\ j_1\neq j'_1}}a_{j'_1j_1i_3}\ *$$
$$*\left(\frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_1}x'_{i_1j_1}+Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2}x''_{i_2j_1}}{q_{j_1}}+\frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2}x'_{i_1j_1}+Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2}x'''_{i_2j_1}}{q_{j_1}}\right)+\Pi_{j_1} \qquad (9)$$

где $x_{i_1 j_1}$, $x_{i_2 j_1}$ — расходы энергетических ресурсов i_1, i_2 на производство продукции по технологическим процессам j_1; j_1; $x'_{i_1 j_1}$, $x'_{i_2 j_1}$ — расходы энергетических ресурсов i_1, i_2 в качестве первого компонента горючей смеси при производстве продукции по процессам j_1; j_1; $x''_{i_2 j_1}$, $x'''_{i_2 j_1}$ — расходы энергетических ресурсов i_2 в качестве второго компонента горючей смеси при производстве продукции по процессам j_1; $b_{i_1 j_1}$, $b_{i_2 j_1}$ — удельные расходы энергетических ресурсов i_1, i_2 на производство единицы продукции по технологическим процессам j_1; $a_{j'_1 j_1 i_1}, a_{j'_1 j_1 i_2}, a_{j'_1 j_1 i_3}$ — удельные расходы продукции j_1 для производства продукции по процессам j_1, работающим на видах топлива i_1, i_2 или i_3; q_{j_1} — удельный расход теплоты на производство единицы продукции по технологическим процессам j_1; $Q^{\text{р}}_{\text{н}i_1}$, $Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2}$ — низшая теплота сгорания топлива i_1 или i_2; П_{j_1} —план выпуска товарной продукции.

Суммарное производство промежуточных энергоносителей по процессам j_2 непосредственно на топливе и электроэнергии i_1, i_2, i_3, на теплоте, получаемой от утилизационных установок i_4; из отборов турбин ТЭЦ i_5 и от котельной предприятия i_6 равно использованию промежуточного энергоносителя j_2 в производстве продукции по технологическим процессам j_1 и отпуску их на сторону:

$$\begin{aligned}
&\sum_{i_1} \frac{1}{b_{i_1 j_2}} x_{i_1 j_2} + \sum_{i_2} \frac{1}{b_{i_2 j_2}} x_{i_2 j_2} + \frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_1} \text{x}'_{\text{i}_1\text{j}_2} + Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} \text{x}''_{\text{i}_2\text{j}_2}}{q_{j_2}} + \\
&+ \frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} \text{x}'_{\text{i}_2\text{j}_2} + Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} \text{x}'''_{\text{i}_2\text{j}_2}}{q_{j_2}} + \sum_{i_4} \frac{1}{q_{i_4 j_2}} y_{i_4 j_2} + \sum_{i_5} \frac{1}{q_{i_5 j_2}} y_{i_5 j_2} + \\
&+ \sum_{i_6} \frac{1}{q_{i_6 j_2}} y_{i_6 j_2} = \sum_{j_1} \varphi_{i_1 j_1 j_2} \sum_{i_1} \frac{1}{b_{i_1 j_1}} x_{i_1 j_1} + \\
&+ \sum_{j_1} \varphi_{i_2 j_1 j_2} \sum_{i_1} \frac{1}{b_{i_2 j_1}} x_{i_2 j_1} + \sum_{j_1} \varphi_{i_3 j_1 j_2} * \\
&* \left(\frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_1} x'_{i_1 j_1} + Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} x''_{i_2 j_1}}{q_{j_1}} + \frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} x'_{i_2 j_1} + Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} x'''_{i_2 j_1}}{q_{j_1}} \right) + \Pi_{j_2}
\end{aligned} \tag{10}$$

где $x_{i_1 j_2}$, $x_{i_2 j_2}$ — расходы энергетических ресурсов i_1, i_2 на производство промежуточного энергоносителя j_2; $x'_{i_1 j_2}$, $x'_{i_2 j_2}$ — расходы энергетических ресурсов i_1 или i_2, в качестве первого компонента горючей смеси при производстве промежуточного энергоносителя j_2; $x''_{i_2 j_2}$, $x'''_{i_2 j_2}$ — расходы энергетического ресурса i_2 в качестве второго компонента горючей смеси при производстве промежуточного энергоносителя j_2; $b_{i_1 j_2}$, $b_{i_2 j_2}$ — удельные расходы энергетических ресурсов i_1, i_2 на производство единицы промежуточного энергоносителя j_2; q_{j_2} — удельный расход теплоты в топливе на производство единицы промежуточного

энергоносителя j_2; $q_{i_4 j_2}$, $q_{i_5 j_2}$, $q_{i_6 j_2}$ — удельные расходы теплоты от теплогенерирующих установок i_4, i_5 или i_6 на единицу промежуточного энергоносителя j_2; $y_{i_4 j_2}$ — расход теплоты утилизационных установок для производства промежуточного энергоносителя j_2; $y_{i_5 j_2}$ — расход теплоты из отборов турбин промышленной ТЭЦ i_5 для производства промежуточного энергоносителя j_2; $y_{i_6 j_2}$ — расход теплоты от котельной i_6 для производства промежуточного энергоносителя j_2; $\varphi_{i_1 j_1 j_2}$, $\varphi_{i_2 j_1 j_2}$, $\varphi_{i_3 j_1 j_2}$ — удельные расходы промежуточного энергоносителя j_2 при производстве продукции по технологическому процессу j_1 при работе на энергии i_1, i_2 или i_3; $П_{j_2}$ — план отпуска промежуточного энергоносителя j_2 на сторону.

Суммарный расход теплоты на отопление и вентиляцию от утилизационных установок i_4, из отборов турбин ТЭЦ i_5 и от котельной i_6 равен годовой потребности в теплоте Q_{j_3} соответствующей зоны $j_3 = 1, 2, \ldots, n$ графика отопительно-вентиляционной нагрузки:

$$Q_{j_3} = \sum_{i_4} y_{i_4 j_3} + \sum_{i_5} y_{i_5 j_3} + \sum_{i_6} y_{i_6 j_3} \tag{11}$$

где $y_{i_4 j_3}$ — расход теплоты от утилизационных установок i_4 для покрытия зоны j_3 графика отопительно-вентиляционной нагрузки; $y_{i_5 j_3}$ — расход теплоты из отборов турбин ТЭЦ i_5; $y_{i_6 j_3}$ — расход теплоты от котельной i_6.

Суммарный расход теплоты турбинами промышленной ТЭЦ i_5 должен покрываться от котельной ТЭЦ, работающей на топливе i_1, i_2 или i_3 и, если позволяют параметры пара, от утилизационных установок i_4:

$$\sum_{i_5}\left(\sum_{j_2} y_{i_5 j_2} + \sum_{j_3} y_{i_5 j_3}\right) = \frac{1}{q_{i_1}} x_{i_1} + \frac{1}{q_{i_2}} x_{i_2} + \\ + \frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_1} x'_{i_1} + Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} x''_{i_2}}{q_{i_5}} + \frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} x'_{i_2} + Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} x'''_{i_2}}{q_{i_5}} + \sum_{i_4} y_{i_4} \tag{12}$$

где x_{i_1}, x_{i_2} — расходы энергетических ресурсов i_1, i_2 на ТЭЦ; x'_{i_1}, x'_{i_2} — расходы энергетических ресурсов i_1, i_2 в качестве первого компонента горючей смеси при сжигании в котельной ТЭЦ; x''_{i_2} и x'''_{i_2} — расходы энергетических ресурсов i_2 в качестве второго компонента горючей смеси в котельной ТЭЦ; q_{i_1}, q_{i_2} —удельные расходы энергетических ресурсов i_1, i_2 на производство единицы теплоты в котельной ТЭЦ; q_{i_5} — удельный расход теплоты топлива на производство единицы теплоты в котельной ТЭЦ i_5; y_{i_4} — расход теплоты от утилизационной установки i_4.

Суммарный расход теплоты от котельной предприятия i_6 должен соответствовать его производству с использованием энергоресурсов i_1, i_2, i_3:

$$\sum_{i_6}\left(\sum_{j_2} y_{i_6 j_2} + \sum_{j_3} y_{i_6 j_3}\right) = \sum_{i_6}\left(\frac{1}{p_{i_1}} x_{i_1 i_6} + \frac{1}{p_{i_2}} x_{i_2 i_6} + \right.$$
$$\left. + \frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_1} x'_{i_1 i_6} + Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} x''_{i_2 i_6}}{q_{i_6}} + \frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} x'_{i_2 i_6} + Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} x'''_{i_2 i_6}}{q_{i_6}}\right) \quad (13)$$

где $x_{i_1 i_6}$, $x_{i_2 i_6}$ — расходы энергетических ресурсов i_1, i_2 в промышленной котельной i_6; $x'_{i_1 i_6}, x'_{i_2 i_6}$ — расходы энергетических ресурсов i_1, i_2 в качестве первого компонента горючей смеси при сжигании ее в промышленной котельной i_6; $x''_{i_2 i_6}$, $x'''_{i_2 i_6}$ — расходы энергетических ресурсов i_2 в качестве второго компонента горючей смеси при сжигании ее в котельной i_6; p_{i_1}, p_{i_2} — удельные расходы энергетических ресурсов i_1, i_2 на производство единицы теплоты в промышленной котельной; q_{i_6} — удельный расход теплоты в промышленной котельной i_6.

Суммарный расход первичных энергоресурсов i_1, используемых в подгруппах j_1, j_2, i_5, i_6 не может превосходить располагаемого количества энергоресурсов B_{i_1}, выделяемых предприятию:

$$\sum_{j_1} x_{i_1 j_1} + \sum_{j_2} x_{i_1 j_2} + x'_{i_1 j_1} + x'_{i_1 j_2} + $$
$$+ x_{i_1} + x'_{i_1} + \sum_{i_6}\left(x_{i_1 i_6} + x'_{i_1 i_6}\right) \le B_{i_1} \quad (14)$$

Суммарный расход побочных горючих энергоресурсов в подгруппах j_1, j_2, i_5, i_6 не может превышать суммарных выходов побочных энергоресурсов i_2 при производстве продукции по технологическим процессам j_1:

$$\sum_{j_1} x_{i_2 j_1} + \sum_{j_2} x_{i_2 j_2} + x'_{i_2 j_1} + x''_{i_2 j_1} + x'_{i_2 j_2} + x''_{i_2 j_2} +$$
$$+ x'''_{i_2 j_2} + x_{i_2} + x'_{i_2} + x''_{i_2} + x'''_{i_2} +$$
$$+ \sum_{i_6}\left(x_{i_2 i_6} + x'_{i_2 i_6} + x''_{i_2 i_6} + x'''_{i_2 i_6}\right) \le$$
$$\le \sum_{i_1}\sum_{j_1} \frac{\xi_{i_2 i_1 j_1}}{b_{i_1 j_1}} x_{i_1 j_1} + \sum_{i_2}\sum_{j_1} \frac{\xi_{i_2 i_2 j_1}}{b_{i_2 j_1}} x_{i_2 j_1} + \xi_{i_2 i_3 j_1} * \quad (15)$$
$$* \left[\left(\frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_1} x'_{i_1 j_1} + Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} x''_{i_2 j_1}}{q_{i_1}}\right) + \left(\frac{Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} x'_{i_2 j_1} + Q^{\text{р}}_{\text{н}i_2} x'''_{i_2 j_1}}{q_{i_1}}\right)\right]$$

где $\xi_{i_2 i_1 j_1}$, $\xi_{i_2 i_2 j_1}$, $\xi_{i_2 i_3 j_1}$ — удельные выходы вторичных горючих энергоресурсов вида i_2 при производстве продукции по технологическим процессам j_1 при использовании топлива i_1, i_2 или i_3.

Для горючей смеси i_3, составленной из первичных энергоресурсов i_1 и побочных горючих энергоресурсов i_2 или из одних побочных энергоресурсов i_2, низшая теплота сгорания не должна быть меньше уровня, установленного технологическими условиями. Поэтому расходы исходных компонентов горючей смеси должны удовлетворять следующим соотношениям:

при использовании смеси из i_1 и i_2 в процессах j_1

$$\left(Q^{\text{р}'}_{\text{н}i_1} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_1}\right) x'_{i_1 j_1} + \left(Q^{\text{р}''}_{\text{н}i_2} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_1}\right) x''_{i_2 j_1} \geq 0 \qquad (16\text{а})$$

где $Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_1}$ — предельно допустимая низшая теплота сгорания смеси при использовании ее в технологических процессах j_1.

Аналогично записываются условия использования смесей для прочих топливопотребляющих установок и комбинаций исходных компонентов:

при использовании смеси из i_2 в процессах j_1

$$\left(Q^{\text{р}'}_{\text{н}i_2} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_1}\right) x'_{i_2 j_1} + \left(Q^{\text{р}'''}_{\text{н}i_2} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_1}\right) x'''_{i_2 j_1} \geq 0 \qquad (16\text{б})$$

при использовании смеси из i_1 и i_2 в процессах j_2

$$\left(Q^{\text{р}'}_{\text{н}i_1} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_2}\right) x'_{i_1 j_2} + \left(Q^{\text{р}''}_{\text{н}i_2} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_2}\right) x''_{i_2 j_2} \geq 0 \qquad (16\text{в})$$

где $Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_2}$ — предельно допустимая низшая теплота сгорания смеси при использовании ее для получения промежуточных энергоносителей j_2;

при использовании смеси из i_2 в процессах j_2

$$\left(Q^{\text{р}'}_{\text{н}i_2} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_1}\right) x'_{i_2 j_2} + \left(Q^{\text{р}'''}_{\text{н}i_2} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_1}\right) x'''_{i_2 j_2} \geq 0 \qquad (16\text{г})$$

при использовании смеси из i_1 и i_5 на ТЭЦ i_5

$$\left(Q^{\text{р}'}_{\text{н}i_1} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_5}\right) x'_{i_1} + \left(Q^{\text{р}''}_{\text{н}i_2} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_5}\right) x''_{i_2} \geq 0 \qquad (16\text{д})$$

где $Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_5}$ — предельно допустимая низшая теплота сгорания смеси при сжигании ее на ТЭЦ i_5;

при использовании смеси из i_2 на ТЭЦ i_5

$$\left(Q^{\text{р}'}_{\text{н}i_2} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_5}\right) x'_{i_2} + \left(Q^{\text{р}''}_{\text{н}i_2} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_5}\right) x'''_{i_2} \geq 0 \qquad (16\text{е})$$

при использовании смеси из i_1 и i_2 в котельной i_6

$$\left(Q^{\text{р}'}_{\text{н}i_1} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_6}\right) x'_{i_1 i_6} + \left(Q^{\text{р}''}_{\text{н}i_2} - Q^{\text{р}^*}_{\text{н}j_6}\right) x''_{i_2 i_6} \geq 0 \qquad (16\text{ж})$$

где $Q_{\text{н}j_6}^{\text{р}^*}$ — предельно допустимая низшая теплота сгорания смеси при сжигании ее в котельной i_6;

при использовании смеси из i_2 в котельной i_6

$$\left(Q_{\text{н}i_2}^{\text{р}'} - Q_{\text{н}j_6}^{\text{р}^*}\right) x'_{i_2 i_6} + \left(Q_{\text{н}i_2}^{\text{р}''} - Q_{\text{н}j_6}^{\text{р}^*}\right) x'''_{i_2 i_6} \geq 0 \qquad (16з)$$

Суммарный часовой расход побочной теплоты не должен превышать часового выхода от утилизационных установок i_4, расположенных за производственными технологическими агрегатами, в процессах j_1

$$\sum_{j_2} \frac{1}{h_{j_2}} y_{i_4 j_2} + \sum_{j_3} \frac{1}{h_{j_3}} y_{i_4 j_3} + \sum_{i_4} \frac{1}{h_{i_4}} y_{i_4} \leq$$

$$\leq \sum_{i_1} \sum_{j_1} \frac{\gamma_{i_4 i_1 j_1}}{b_{i_1 j_1} h_{j_4 i_1 j_1}} x_{i_1 j_1} + \sum_{i_2} \sum_{j_1} \frac{\gamma_{i_4 i_2 j_1}}{b_{i_2 j_1} h_{j_4 i_2 j_1}} x_{i_2 j_1} +$$

$$+ \sum_{j_1} \frac{\gamma_{i_4 i_3 j_1}}{q_{j_1} h_{j_4 i_3 j_1}} \left[\left(Q_{\text{н}i_1}^{\text{р}} x'_{i_1 j_1} + Q_{\text{н}i_2}^{\text{р}} x''_{i_2 j_1}\right) + \right. \qquad (17)$$

$$\left. + \left(Q_{\text{н}i_2}^{\text{р}} x'_{i_2 j_1} + Q_{\text{н}i_2}^{\text{р}} x'''_{i_2 j_1}\right)\right]$$

где h_{j_2}, h_{j_3} — годовое число часов использования максимума нагрузки потребителей j_2 или j_3; h_{i_4} — годовое число часов использования мощности турбин ТЭЦ, работающих на побочной теплоте, причем $h_{i_4 \leq} h_{j_4 i_1 j_1}$, $h_{j_4 i_2 j_1}$, $h_{j_4 i_3 j_1}$; $h_{j_4 i_1 j_1}$, $h_{j_4 i_2 j_1}$, $h_{j_4 i_3 j_1}$ — годовое число часов использования мощности утилизационных установок i_4, расположенных за технологическими агрегатами, в процессах j_1, при работе их на топливе i_1, i_2 или i_3; $\gamma_{i_4 i_1 j_1}$, $\gamma_{i_4 i_2 j_1}$, $\gamma_{i_4 i_3 j_1}$ — удельные выходы побочной теплоты i_4 при производстве продукции по технологическим процессам j_1 на топливе i_1, i_2 или i_3.

Суммарный годовой расход пара на технологические нужды, отопление и вентиляцию из отборов турбин типов ПТ и ПР, входящих в подгруппу i_5, не должен превышать часового расхода пара через турбину. При этом предполагается, что турбина находится в условиях нормальной эксплуатации и каждая турбина может работать в одной из зон $j_3 = 1, 2, \ldots, n$ графика отопительно-вентиляционной нагрузки (рис. 2):

$$\frac{y_{i_5 j_2}}{\omega_{i_5 j_2} h_{j_2}} + \frac{y_{i_5 j_3}}{\omega_{i_5 j_3} h_{j_3}} = z d_{i_5} \qquad (18)$$

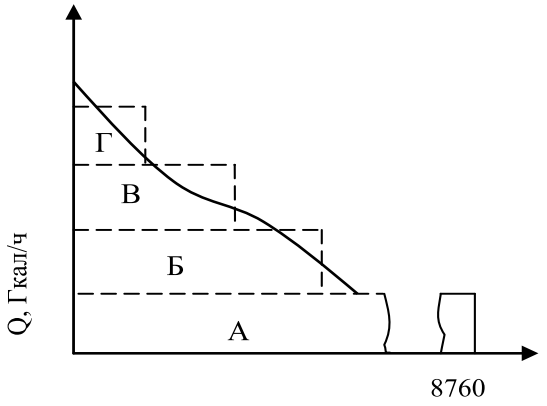


Рисунок 2. Принципиальная схема разбиения графика отопительно-вентиляционной нагрузки на зоны.

где h_{j_3} — число часов использования тепловой нагрузки зоны j_3 графика отопительно-вентиляционной нагрузки; $\omega_{i_5 j_2}$, $\omega_{i_5 j_3}$ — энтальпии пара i_6 по параметрам процессов j_2 и j_3; z — целое положительное число; d_{i_5} — номинальный расход пара турбинами i_5.

Часовые расходы пара на технологические нужды, отопление и вентиляцию из отборов турбин типов ПТ и ПР, входящих в подгруппу i_5, должны обеспечить поминальные условия работы турбин по отборам:

$$\frac{y_{i_5 j_2}}{\omega_{i_5 j_2} h_{j_2} f_{i_5 j_2}} - \frac{y_{i_5 j_3}}{\omega_{i_5 j_3} h_{j_3} f_{i_5 j_3}} = 0 \tag{19}$$

где $f_{i_5 j_2}$, $f_{i_5 j_3}$ — номинальные отборы пара по параметрам j_2 или j_3 для турбин i_5.

Суммарная электрическая нагрузка промышленного предприятия покрывается от промышленной ТЭЦ и энергетической системы:

$$\begin{aligned} &\lambda P + \sum_{j_1} \frac{\lambda_{j_1}}{h_{kj_1}} x_{kj_1} + \sum_{j_2} \frac{\lambda_{j_2}}{h_{kj_2}} x_{kj_2} = \\ &= \sum_{i_5} \sum_{j_2} n_{i_5 j_2} y_{i_5 j_2} + \sum_{i_5} \sum_{j_3} n_{i_5 j_2} y_{i_5 j_3} = N_{сист} \end{aligned} \tag{20}$$

где P — нагрузка предприятия, в первом приближении не зависящая от выбора энергоносителей (освещение, силовой привод, автоматика и т. п.); $\lambda, \lambda_{j_1}, \lambda_{j_2}$ — коэффициенты участия соответствующих потребителей в совмещенном максимуме электрической нагрузки предприятия; $n_{i_5 j_2}$, $n_{i_5 j_2}$ — удельные мощности турбоагрегатов i_5 при номинальном потреблении отборов по параметрам процессов j_2 и j_3; $N_{сист}$ — мощность, потребляемая из энергетической системы (или отдаваемая в систему).

Потребление электроэнергии промышленным предприятием должно быть равно сумме выработки электроэнергии на собственной ТЭЦ и отпуска из энергосистемы:

$$\text{Э} + \sum_{j_1} x_{kj_1} + \sum_{j_2} x_{kj_2} = \sum_{i_5} \sum_{j_2} n_{i_5 j_2} h_{j_2} y_{i_5 j_2} + \\ + \sum_{i_5} \sum_{j_3} n_{i_5 j_3} h_{j_3} y_{i_5 j_3} \pm \text{Э}_{\text{сист}} \tag{21}$$

где Э — электропотребление предприятия, не зависящее от выбора энергоносителей; $\text{Э}_{\text{сист}}$ — отпуск электроэнергии из энергетической системы (или отпуск энергии в систему).

Условие неотрицательности переменных

$$x_{IJ} \geq 0;\ y_{IJ} \geq 0;\ N_{\text{сист}}, \text{Э}_{\text{сист}} \gtreqless 0 \tag{22}$$

Оценка оптимальной потребности в топливе и энергии крупного промышленного предприятия может проводиться:

при краткосрочном планировании по минимуму расхода топлива и энергии:

$$\Phi = \sum_J \sum_I x_{JI} \frac{Q_{\text{н}I}^{\text{р}}}{7000} \rightarrow min \tag{23а}$$

при перспективном планировании по минимуму приведенных затрат на производство заданной планом продукции и услуг[8]:

$$\Phi = \sum_J \sum_I \text{з}_{JI} \frac{1}{b_{JI}} x_{JI} \rightarrow min \tag{23б}$$

где З_{JI} — удельные приведенные затраты на единицу продукции производственного процесса J при работе его на виде энергии I; x_{JI} — годовой расход энергии вида I в производственном процессе J; b_{JI} —удельный расход энергии вида I в производственном процессе J.

В математическую модель энергетического хозяйства промышленного предприятия должны включаться только те энергетические ресурсы и потребители их, которые допускают полную или частичную взаимозаменяемость без нарушений технологических требований, предъявляемых к промышленной продукции. Технологические процессы, для которых вид энергии однозначен (например, электроэнергия для стационарного механического привода, освещения или электрохимических процессов; кокс в доменном производстве и т. п.), учитываются при составлении полного энергетического баланса предприятия. При этом располагаемое количество соответствующих энергетических ресурсов в задаче оптимизации сокращается на величину, потребляемую этими

[8] В ряде случаев для среднесрочного планирования в зависимости от конкретных условий могут быть приняты и другие критерии.

процессами. Аналогично могут учитываться энергетические ресурсы, которые хотя и взаимозаменяемы, но эффективность их использования очевидна, например вдувание природного газа в доменную печь.

Модель планирования энергетического хозяйства промышленного предприятия требует учета нелинейности зависимостей и целочисленности показателей для ряда рассматриваемых условий. Она отражает общий вид зависимостей, характерных для энергетического хозяйства любого предприятия, и может несколько видоизменяться в соответствии с конкретно решаемыми задачами.

Рассмотрим в качестве примера модель оптимизации энергобаланса металлургического завода с полным циклом[9], описанную выше. При этом теплотехнические процессы металлургического производства представлены укрупненно. В соответствии с их технологическими и энергетическими особенностями можно выделить следующие группы процессов, отличающихся по характеру и энергетическому потенциалу[10]:

• высокотемпературные процессы — спекание агломерата; отопление коксовых батарей, воздухонагревателей доменных печей; производство рядовой стали в мартеновских или электродуговых печах; нагрев слитков в нагревательных колодцах, заготовок в методических трехзонных печах, слябов в методических печах; термическая обработка проката; нагрев труб; прочие виды нагрева металла во вспомогательных печах завода (литейных, кузнечно-прессовых, ремонтно-механических и пр.); обжиг огнеупоров; производство пара в котельной ТЭЦ, пара или горячей воды в промышленной котельной;

• средне- и низкотемпературные процессы — пар для технологических нужд завода; отопление и вентиляция промышленных объектов и города-спутника;

• механический привод нагнетателей доменных печей и коксохимического цеха (завода), компрессоров.

Если в районе размещения металлургического завода находятся другие промышленные предприятия, то необходимо рассматривать энергетический баланс комплекса предприятий, составляющих в энергетическом отношении единое целое. При этом достигается народнохозяйственный эффект использования всех видов энергетических ресурсов.

Для покрытия потребности высокотемпературных процессов промышленности используется технологическое топливо или электроэнергия. В условиях металлургического завода основными видами технологического топлива являются: уголь, природный газ, мазут, кокс, смола и отходы углеобогащения, коксовый газ, доменный газ. К ним

[9] Расчет выполнен для завода с производством чугуна 10 млн.т, стали 12 млн.т, проката 10 млн.т в год.

[10] Для конкретных заводов перечень потребителей энергии может быть уточнен в соответствии с их технологической схемой.

следует добавить смеси доменного газа с коксовым или природным газом, применение которых диктуется условиями технологии.

Принятые в примере удельные расходы топлива и электроэнергии по основным высокотемпературным процессам металлургического завода b_{JI}, даны в табл. 4, а удельные неэнергетические затраты $(A_{JI}+E_{н}{}^{*}K_{JI})$ —в табл. 5.

Металлургический завод является крупным потребителем пара различных параметров для технологических и силовых нужд и теплоты для отопления и вентиляции производственных и бытовых помещений. В ряде случаев для этих целей возможно также непосредственное использование топлива, например в процессах сушки, привода газовых турбин и т. п.

Поскольку электроснабжение завода осуществляется, как правило, от электроэнергетических систем, то можно считать, что промышленная ТЭЦ работает по тепловому графику. При этом потребное заводу количество электроэнергии сверх вырабатываемой на тепловом потреблении, обеспечивается энергосистемой. На рис. 3 дана принципиальная схема теплоснабжения и силового привода оборудования металлургического завода, которая отражена в модели.

Таблица 4. Удельные расходы энергии в основных энергопотребляющих процессах, принятые в примере.

Процессы	Виды энергии					
	Мазут[1], кг/т	Природный газ[2], нм^3/т	Коксовый газ[3], нм^3/т	Доменный газ[4], нм^3/т	Коксодоменная смесь[5], нм^3/т	Электроэнергия, кВт/ч
Спекание агломерата	–	–	–	39	–	–
Отопление коксовых батарей	–	87	171	780	280	–
Нагрев доменного дутья	–	–	–	–	945	–
Производство стали*	116	88/30	171/30	–	280/30	450
Нагрев слитков в нагревательных колодцах	31	36	70	–	120	250
Нагрев заготовок в методических печах	51	80	115	–	196	450
Нагрев слябов в методических печах	72	85	166	–	273	550
Термообработка листа	51	36	70	–	120	450
Нагрев труб	51	36	70	–	120	450
Термообработка труб	37	43	84	–	140	300
Нагрев метала в других печах завода (усредненно)	75	87	171	–	280	–
Производство огнеупоров	90	112	205	940	335	–

[1] $Q^{р}_{н} = 39{,}4\cdot10^3$ кДж/кг (9400 ккал/кг). [2] $Q^{р}_{н} = 33{,}5\cdot10^3$ кДж/кг (8000 ккал/м^3). [3] $Q^{р}_{н} = 16{,}8\cdot10^3$ кДж/кг (4000 ккал/м^3). [4] $Q^{р}_{н} = 3{,}8\cdot10^3$ кДж/кг (900 ккал/м^3). [5] $Q^{р}_{н} = 10{,}5\cdot10^3$ кДж/кг (2500 ккал/м^3).
**В знаменателе указан расход мазута (кг/т) для «подсветки» факела.*

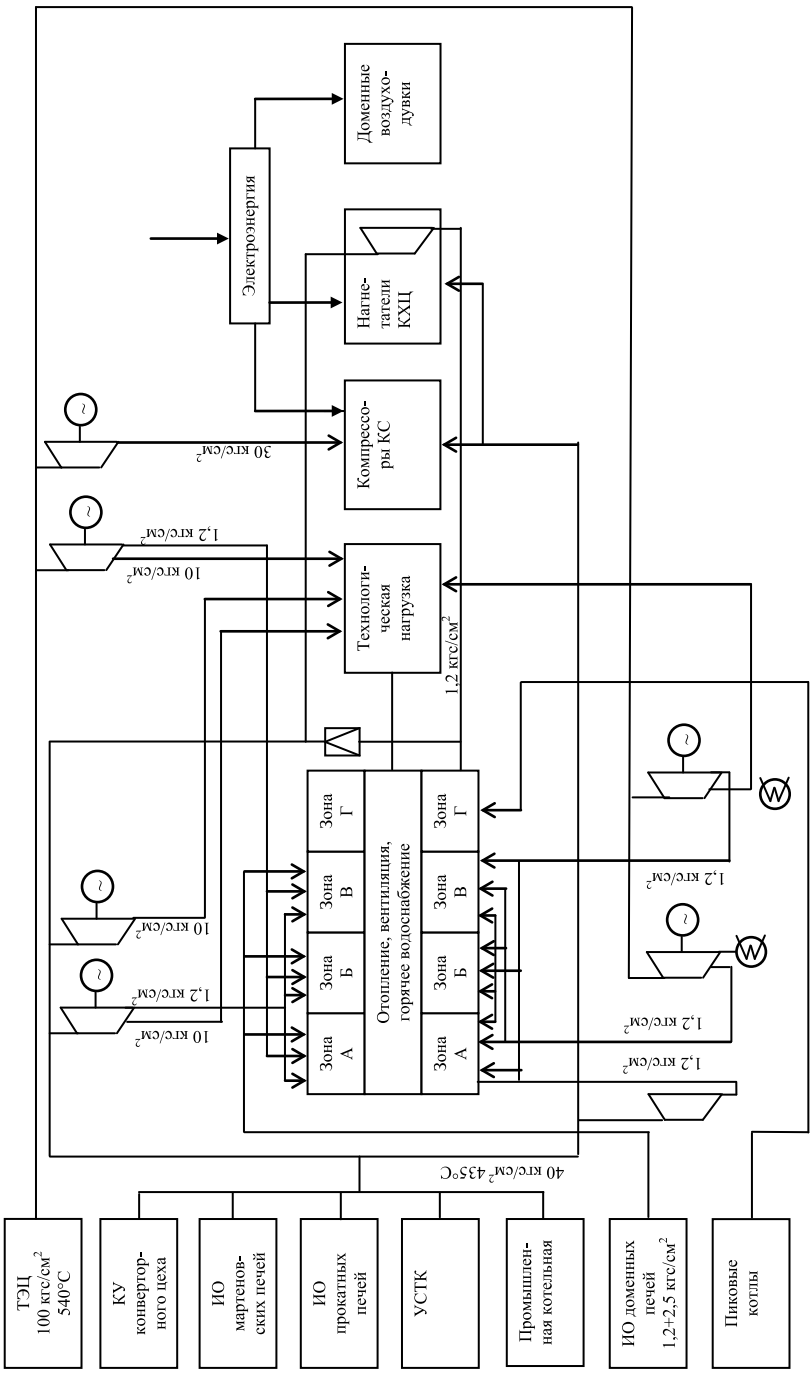


Рисунок 3. Принципиальная схема теплоснабжения и силового привода оборудования металлургического завода.

Для выбора рационального варианта теплоснабжения завода немаловажную роль играет учет производства пара не только по параметрам, но и по источникам. В модели следует выделять:

• пар утилизационных установок от котлов-утилизаторов (КУ) конверторного цеха, мартеновских печей, прокатных печей, установок сухого тушения кокса (УСТК), испарительного охлаждении (НО) доменных, мартеновских и прокатных печей;

• пар из отборов турбин (противодавленческих типа Р с одним и двумя отборами пара, типов Т и ПТ);

• острый пар через РОУ (ТЭЦ, промышленной котельной, утилизационных установок).

Таблица 5. Примерные значения удельных приведенных неэнергетических затрат в основных энергопотребляющих процессах, руб./т продукции [11].

Процессы	Виды энергии					
	Мазут	Природный газ	Коксовый газ	Доменный газ	Коксодоменная смесь	Электроэнергия
Спекание агломерата	–	–	–	0*	–	–
Отопление коксовых батарей	–	0*	0*	0*	0*	–
Нагрев доменного дутья	–	–	–	0*	–	–
Производство стали	4,70	4,70	4,70	–	4,94	6,55
Нагрев слитков в нагревательных колодцах	0,34	0,34	0,34	–	0,42	2,80
Нагрев заготовок в методических печах	0,95	0,95	0,95	–	1,15	2,25
Нагрев слябов в методических печах	0,45	0,45	0,45	–	0,56	3,40
Термообработка листа	0,23	0,23	0,23	–	0,28	2,80
Нагрев труб	0,23	0,23	0,23	–	0,28	2,30
Термообработка труб	0,23	0,23	0,23	–	0,28	2,00
Нагрев метала в других печах завода (усредненно)	0*	0*	0*	–	0*	–
Производство огнеупоров	0*	0*	0*	–	0*	–

**Неэнергетические затраты при переходе с одного энергоносителя на другой практически остаются неизменными.*

Для покрытия пиковой части теплофикационного графика нагрузки завода могут использоваться также пиковые водогрейные котлы.

Тепловые потребители завода в модели объединяются по целевому назначению и параметрам в две группы: пар на технологические нужды 294–1470 кПа (3–15 кгс/см^2); для нужд отопления и вентиляции — 117–245 кПа (1,2–2,5 кгс/см^2). Годовое использование максимума

[11] Стоимостные показатели соответствуют ценам 70-х годов прошлого века.

технологической нагрузки принимается рапным 7000 ч. График теплофикационной нагрузки завода в соответствии с принципиальной схемой (см. рис. 2) можно разбить на четыре зоны, в каждой из которых нагрузка условно принимается постоянной:

$$А\ (h_А = 8760\ ч);\ Б\ (h_Б = 5000\ ч);\ В\ (h_В = 2880\ ч);\ Г\ (h_Г = 500\ ч).$$

Отопительно-вентиляционная нагрузка завода, кроме пиковой зоны Г, может покрываться от теплофикационного отбора турбин типа Т (Т-25–90, Т-50–130, Т-100–130) и ПТ (ПТ-25–90, ПТ-60–130/13), как вариант — от турбин с противодавлением типа Р (ПР-12–90, ПР-6–35 и Р-50–130, Р-100–130), а также утилизационным паром, паром промышленной котельной через РОУ (40/2,5) и паром испарительного охлаждения доменных печей. Пиковая зона графика может покрываться теплом горячей воды от пиковых водогрейных котлов пли от пиковых бойлеров, питаемых технологическим паром 490–980 кПа (5–10 кгс/см^2).

Технологическая тепловая нагрузка предприятия может обеспечиваться от промышленных отборов турбин типа ПТ (ПТ-25–90, ПТ-60–130), типа Р (ПР-12–90, ПР-6–35 и Р-50–130, Р-100–130), паром от промышленной котельной через РОУ (40/10), а также паром турбин с противодавлением типа Р-1–35, если применяется паровой привод для нагнетателей коксохимического цеха.

Для механического привода рабочих машин предприятия, допускающих по условиям технологии и технического исполнения применение различных видов энергии, рассмотрены следующие варианты: доменные компрессоры — привод от турбин типа К (Кв-12–90, Кв-14, Кв-18, Кв-22, Кв-25); нагнетатели коксохимического цеха — паровой привод от турбин типа Р (Р-1–35) и электрический привод от асинхронных электродвигателей типа ДАЗ (ДАЗ-1610–4); компрессоры для производства сжатого воздуха — паровой привод от турбин типа К (Кв-0) и электрический привод от синхронных электродвигателей типа СТМ (СТМ-6000–2).

В качестве источников теплоснабжения рассматриваются следующие варианты: ТЭЦ [p = 9,8 МПа (100 кгс/см^2), t = 540 °С]; промышленная котельная [p = 3,9 МПа (40 кгс/см^2); t = 450°С]; котлы-утилизаторы конверторов, мартеновских и прокатных печей и установки сухого тушения кокса [p = 3,9 МПа (40 ата), t = 450 °С]; испарительное охлаждение мартеновских и прокатных печей [p = 3,9 МПа (40 ата), t=450 °С], доменных печей [p = 245 кПа (2,5 ата)]; пиковые водогрейные котлы.

Выбор экономически рационального варианта покрытия средне- и низкотемпературных тепловых нагрузок и механического привода требует сопоставимости показателей по часовой и годовой тепловой производительности, по выработке электроэнергии и располагаемой электрической мощности. За основу приведения вариантов к сопоста-

вимому виду были приняты их максимальные значения. Приведение вариантов к сопоставимому виду требует учета дополнительных затрат на производство энергии, покрывающей разницу между максимальным и рассматриваемым вариантами.

Дополнительные затраты, например, для электроэнергии определяются по выражению

$$A_{\text{доп}} = \varphi_{\text{э}}\, \Delta W_{JI} \tag{24}$$

где ΔW_{JI} — дополнительное количество электроэнергии, равное разнице выработки электроэнергии в рассматриваемом и базисном вариантах с максимальным производством электроэнергии по теплофикационному режиму (с учетом потерь в линиях электропередач), кВт.ч/год; $\varphi_{э}$ — замыкающие затраты на электроэнергию в районе размещения предприятия, руб./кВт.ч.

Для турбин с двумя отборами типа ПТ пли ПР распределение затрат между отборами может быть проведено пропорционально количеству теплоты, отпускаемому из отборов[12]. Так, например, если в варианте с двумя отборами удельные неэнергетические затраты составляют величину $A_{JI,}$ то неэнергетические затраты на 1 т пара производственного отбора, руб./год, составят:

$$A_{JI}^{\text{П}} = \frac{A_{JI} i_{\text{П}} D_{\text{П}}}{i_{\text{П}} D_{\text{П}} + i_{\tau} D_{\tau}} \tag{25}$$

где $D_{\text{П}}$ — производственный отбор, т/год; D_{τ} — теплофикационный отбор, т/год; $i_{\text{П}}$, i_{τ} —энтальпии пара из отборов, кДж/т.

Неэнергетические затраты на 1 т пара теплофикационного отбора, руб./год, будут равны

$$A_{JI}^{T} = \frac{A_{JI} i_{T} D_{T}}{i_{\text{П}} D_{\text{П}} + i_{T} D_{T}} \tag{26}$$

Аналогично может быть проведено распределение затрат на топливо.

Для рассматриваемого в примере металлургического завода были определены усредненные значения сопоставимых неэнергетических затрат па различные схемы теплоснабжения и механического привода.

[12] Здесь может быть также применен и другой способ разнесения затрат, основанный на сопоставлении величин энергии пара из отборов.

Задача оптимизации энергетического баланса металлургического завода была решена по обоим рекомендованным выше критериям оптимальности: минимуму проведенных затрат и минимуму расхода топлива. В зависимости от принятого критерия оптимальные варианты энергоснабжения завода заметно разнятся (табл. 6).

Таблица 6. Сравнение значений целевой функции при различных критериях оптимизации.

Критерий оптимальности	Значение целевой функции (округленно)			
	приведенные затраты		расхода условного топлива (без кокса)	
	млн. руб.	%	10^6 ГДж	%
Минимум приведенных затрат	160	100	226	110
Минимум расхода топлива	182	114	205	100

Это указывает на возможность и необходимость разных решений по рационализации энергоснабжения завода, определяемых целями, сроками планирования, условиями реконструкции энергетического хозяйства. В случае, когда вариант рационального энергоснабжения должен отвечать сразу нескольким целевым требованиям, например, удовлетворять в наибольшей степени обоим приведенным выше критериям оптимальности, задача оптимизации существенно усложняется. Однако здесь может быть получено решение, практически ценное по ряду соображений. Для рассматриваемого примера наилучший вариант по двум критериям оптимальности отвечает 172 млн. руб. (107 %) по переменной части приведенных затрат и $215{,}6 \cdot 10^6$ ГДж (105 %) по переменной части расхода условного топлива. Этот компромиссный вариант имеет определенные преимущества по сравнению с однокритериальными решениями.

На рис. 4 приведен оптимальный вариант энергоснабжения рассматриваемого металлургического завода, определенного по критерию минимума приведенных затрат. Как видно из схемы, сталеплавильный и прокатный цехи являются основными потребителями коксового (61 %) и природного (55 %) газа. Остальная часть природного газа расходуется на вдувание в доменные печи (34 %) и другими потребителями, коксовый газ (99 %) в смеси с доменным газом идет (8 %) на обогрев коксовых батарей. Доменный газ в основном используется для обогрева воздухоподогревателей доменных печей (48,3 %), а также для зажигания шихты при спекании ее в агломерационных машинах (4,5 %), в пиковых водоподогревателях и для поддержания

стабильности параметров утилизационного пара (10,2 %). Остальная часть доменного газа (19 %) сжигается на ТЭЦ.

Тепловые нагрузки завода и силовой привод обеспечиваются следующим образом. Привод доменных воздуходувок осуществляется от турбин типа $К_В$-18 или $К_В$-22, работающих на паре p = 8,8 МПа (90 ата) и t = 540 °С от котлов ТЭЦ. Для привода нагнетателей коксохимического цеха следует применять турбины типа Р-1–35 с последующим использованием пара из противодавления турбин для технологических нужд. Пар для привода турбин Р-1,5–35 поступает из противодавления предвключенных турбин типа Р-25–90. Компрессоры для производства сжатого воздуха следует ориентировать на паровой привод от турбин типа $К_В$-9, также работающих на паре из противодавления предвключенных турбин Р–25–90.

Обеспечение технологической загрузки оказалось целесообразным из различных источников: противодавления турбин нагнетателей коксохимического цеха (19,1 %); противодавления турбин Р-25–90 (18,2 %); турбин Р-6–35, работающих па паре котлов-утилизаторов прокатных цехов и испарительного охлаждения мартеновских и прокатных печей (48,4 %); отборов турбин ПР-6–35, работающих на паре котлов-утилизаторов мартеновского цеха и испарительного охлаждения (14,3 %).

Для нужд отопления, вентиляции и горячего водоснабжения завода используется теплота испарительного охлаждения доменных печей (15,9 %), противодавления турбин типов Р-6–35 и ПР-6–35, работающих на паре котлов-утилизаторов мартеновских печей и испарительного охлаждения (70 %). Пиковая часть графика тепловой нагрузки покрывается главным образом за счет установки пиковых водогрейных котлов (92,6 %).

Неиспользованными в энергобалансе завода в рассматриваемом варианте остались пар установок сухого тушения кокса и отходы углеобогащения. Эти энергоресурсы могут быть поставлены внешним потребителям без изменения энергобаланса металлургического завода.

Установленная мощность ТЭЦ завода на тепловом потреблении составила 257 МВт при годовой выработке электроэнергии около 1700 млн. кВт.ч.

Рассмотренный пример показывает принципиальную возможность и целесообразность разработки энергетических балансов промышленных предприятий с помощью математической модели. Особенно важно проведение таких расчетов при проектировании новых или реконструкции действующих промышленных предприятий, когда возникает задача выбора источников топливоснабжения и схемы теплоснабжения предприятия.

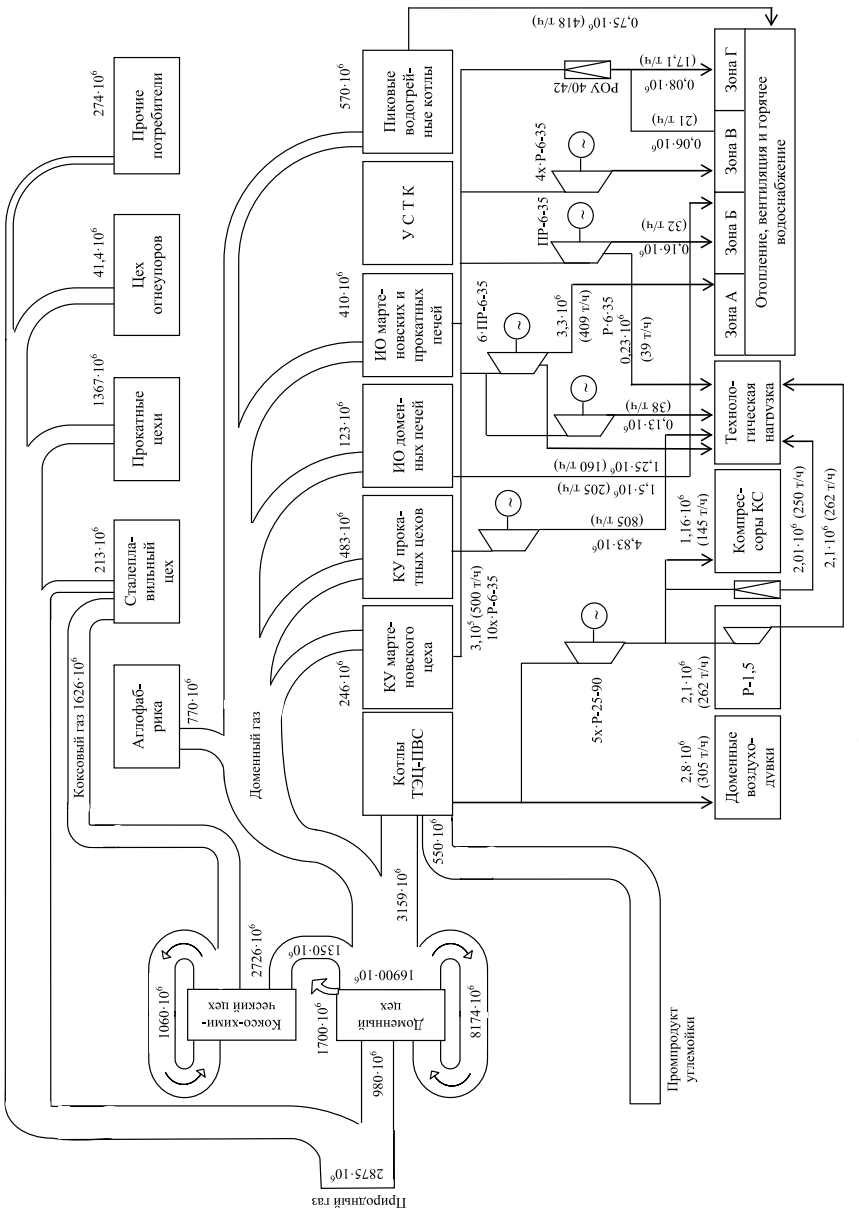


Рисунок 4. Оптимальный вариант энергоснабжения металлургического завода.

Стоимостная оценка энергетического баланса России[13]

Разработка отчетных и прогнозных энергетических балансов (по видам энергии и сводного) традиционно ведется в мировой и российской практике только в натуральных и условных единицах (тоннах условного топлива или нефтяного эквивалента).

В межотраслевом балансе в стоимостной форме агрегировано представлены затраты-выпуски энергетических отраслей без дифференциации по основным группам технологий и товарных продуктов. Для комплексного анализа материальных, стоимостных и финансовых потоков в энергетическом секторе этого явно недостаточно. Поэтому для выявления всей совокупности энергоэкономических связей авторами сделана попытка разработки энергетического баланса России за 1998 г. по международной форме Евростата в натуральных и условных показателях (тоннах нефтяного эквивалента; 1 т н.э. = 10000 Ккал) и в стоимостном выражении.

Как известно, отчетные энергетические балансы в Советском Союзе до 1990 г. составлялись Госкомстатом СССР раз в пять лет по полному кругу охвата всех видов энергетических ресурсов (после 1990 г. такие балансы не разрабатывались). В промежуточные годы разрабатывались расчетные энергетические балансы, которые отличались от отчетных неполным учетом энергоресурсов, сочетанием отчетных данных и экспертных оценок. Прежняя методика разработки расчетных энергетических балансов используется и в настоящее время. Однако она не идентична методике составления энергетических балансов, применяемых в мировой практике и европейской энергетической статистике[14]. Это затрудняет межстрановые сопоставления, аналитические исследования и сравнительные оценки эффективности использования энергетических ресурсов в экономике России и других стран.

Сопоставление методических рекомендаций Евростата, которые использует Международное Энергетическое Агентство (МЭА-IEA)[15], с имеющейся российской формой сводного энергетического баланса и статистическими данными, привлекаемыми для его составления, показало, что они несовместимы. Некоторые позиции отечествен-

---

[13] Ж. «Проблемы прогнозирования», № 4, 2002 г. Соавторы: Борисова И.Н., Воронина С.А., Кретинина Ю.С.

[14] Предполагается, что международная форма энергетического баланса со временем будет использована и в статистике России.

[15] Автономная организация, работающая в рамках Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР-OECD), ежегодно публикует сводные энергетические балансы всех стран, входящих в ОЭСР, и большого числа стран — не членов этой организации [1].

ного энергетического баланса могут быть определены лишь оценочно, с разной степенью достоверности. Различия обусловлены как методическими расхождениями, существующими до сих пор в российской и зарубежной практике разработки энергетических балансов, так и недостаточной информационной базой, которая формируется на основе текущей отечественной статистической отчетности.

Для сопоставимости показателей требуется перестроить табличные формы энергетического баланса России в соответствии с методикой МЭА. Основная трудность состоит в том, что содержательное наполнение столбцов и строк энергетического баланса МЭА во многом отличается от действующей методики составления энергобаланса России [2] по группировкам расхода энергетических ресурсов и кругу их охвата. Расхождения состоят также в отсутствии в российских статистических данных дробной дифференциации направлений использования энергоресурсов, неполной сбалансированности поступления на переработку топливного сырья и выхода продуктов.

Нет согласованности относительно коэффициентов, которые применяются для пересчета ядерной энергии и энергии возобновляемых источников в условное топливо. В мировой практике используется физический эквивалент электроэнергии (1 ГВт.ч = 0,0861 тыс. т н.э.) и неизменный коэффициент для тепла (1 Гкал = 0,1 т н.э.). Напротив, в отечественной практике принят пересчет по среднему для рассматриваемого года удельному расходу топлива на производство электроэнергии или тепла.

Все это заставило перейти к обобщенным характеристикам расхода энергетических ресурсов в целом по промышленности и транспорту, а не по отдельным отраслям и производствам; в ряде случаев используются расчетные, а не отчетные данные.

Для отработки методов стоимостной оценки энергетического баланса России был выбран 1998 г., по которому имелась наиболее полная информация об источниках энергетических ресурсов, направлениях их расходования и стоимостных показателях. Оценка энергетического баланса России дана в табл. 1, приведенной без строк, информация по которым вынужденно включена в другие статьи данной формы из-за отсутствия расшифровок в российской статистике. Следует также отметить, что конечное потребление энергетических ресурсов промышленностью во всех расчетах дано без их расхода на нужды отраслей энергетического сектора. Он представлен отдельной позицией.

Суммарное производство первичных энергетических ресурсов в 1998 г. составило 933,8 млн. т н.э. С учетом относительно небольшого импорта (2,4 % объема собственного производства) Россия располагала 956,7 млн. т н.э. энергоресурсов.

Таблица 1. Энергетический баланс России, составленный по форме МЭА, млн.т н.э., 1998 г. (оценка).

Статья баланса	Твердое топливо	Нефть с газовым конденсатом	Нефтепродукты	Газ	Ядерная энергия	Гидроэнергия	Электроэнергия	Теплоэнергия	Всего
Собственное производство	**112,4**	**303,3**		**477,3**	**27,1**	**13,7**			**933,8**
Импорт	11,8	5,6	3,8	1,0			0,7		22,9
Экспорт	-14,2	-137,2	-48,7	-164,8			-2,3		-367,2
Изменение запасов	1,6	-0,3	1,1	-4,3					-1,9
Энергоресурсы для РФ	**111,6**	**171,4**	**-43,8**	**309,2**	**27,1**	**13,7**	**-1,6**	**0,0**	**587,6**
АЭС, ГЭС общего пользования					-27,1	-13,7	22,7		-18,1
ТЭС, котельные общего пользования и прочие источники тепла	-69,8	-1,0	-29,8	-176,7			48,5	145,4	-83,4
Газоперерабатывающие заводы			8,5*	5,3					13,8
Нефтеперерабатывающие заводы		-155,2	153,2						-2,0
Переработка и обогащение твердого топлива	14,9**								14,9
Другое преобразование топлива	-0,3	-7,1	-10,0	-11,9					-29,3
Собственные нужды энергетического сектора	-17,0	-2,3	-13,0	-29,4			-13,4	-12,6	-87,7
Потери при распределении	-4,0	-3,8	-0,5	-5,8			-8,0	-6,5	-28,6
Конечное потребление	**35,3**	**1,8**	**64,6**	**90,9**			**48,2**	**126,3**	**367,1**
Промышленность	21,9	0,0	20,8	38,1			24,4	46,9	152,1
Черная металлургия	20,1	0,0	4,7	17,1			4,7	5,7	52,3
Химия	0,0	0,0	3,9	3,9			3,4	11,2	22,4

Окончание таблицы 1

Статья баланса	Твердое топливо	Нефть с газовым конденсатом	Нефтепродукты	Газ	Ядерная энергия	Гидроэнергия	Электроэнергия	Теплоэнергия	Всего
Цветная металлургия	0,5		2,5	2,8			8,0	4,0	17,8
Машиностроение	0,2	0,0	1,0	5,1			3,5	10,0	19,8
Пищевая и табачная	0,2	0,0	0,7	1,8			0,9	4,8	8,4
Целлюлозно-бумажная, полиграфическая, производство древесины и деревообработка	0,1	0,0	1,6	1,8			1,5	4,5	9,5
Стройматериалы и строительство	0,7	0,0	5,0	5,0			1,7	3,9	16,3
Легкая промышленность	0,1		0,1	0,2			0,3	1,2	1,9
Другие отрасли промышленности	0,0		1,3	0,4			0,4	1,6	3,7
Транспорт	0,3	0,0	12,5	1,3			3,6	2,8	20,5
Сельское хозяйство	1,5	0,0	9,6	4,1			3,3	4,7	23,2
Коммунальные и общественные нужды	7,6	0,3	2,1	17,6			2,8	15,3	45,7
Население	3,8		11,2	25,5			8,8	48,4	97,7
Прочие		0,1	5,5	1,5			5,3	8,2	20,6
Неэнергетическое использование	0,2	1,4	2,9	2,8					7,3

Знак «—» характеризует расход энергетических ресурсов в отличие от их поступления; 0,0 — незначительная величина.

** Сальдо выхода нефтепродуктов на газоперерабатывающих заводах и других предприятиях за пределами отрасли «нефтепереработка» и расхода их на получение сжиженного газа.*

*** Сальдо выхода вторичных горючих энергоресурсов и расхода топлива на переработку и обогащение.*

Большой объем экспорта топлива (в первую очередь нефти и газа), нефтепродуктов и электроэнергии, а также увеличение запасов привели к сокращению энергоресурсов для внутренних нужд России до 587,6 млн. т н.э. (61,4%). При этом оставшиеся в стране первичные виды энергии составили 633,0 млн.т н.э., принятые за 100%, главным образом это газ (48,9%), нефть (27,1%) и твердое топливо (17,6%, в основном уголь). Но из первичных энергоресурсов должны быть исключены 45,4 млн. т н.э., т.е. сальдо ввоза-вывоза за рубеж переработанных (нефтепродукты, с учетом изменения запасов) и преобразованных (электроэнергия) видов энергии.

В целом внутри страны на переработку топлива и преобразование в другие виды энергии было израсходовано 477,9 млн.т н.э., это 75,5% оставшихся в России первичных энергоресурсов. Остальная их часть была непосредственно использована в отраслях национальной экономики или потеряна. Дополнительным источником энергии является выход вторичных энергоресурсов (ВЭР) в виде горючих компонентов в технологических процессах производства продукции. В настоящей версии энергетического баланса он представлен как сальдо выхода (ВЭР) и расхода твердого топлива на переработку и обогащение. В виде сальдо также приведены данные о выходе нефтепродуктов на газоперерабатывающих заводах и других предприятиях, не входящих в нефтеперерабатывающую отрасль, и расходе их на получение сжиженного газа. Суммарно эти два сальдо-результата увеличивают ресурсную базу энергетического баланса на 28,7 млн.т н.э.

Отметим, что расход топлива и энергии на собственные нужды отраслей энергетического сектора и потери энергоресурсов при их распределении в сумме составили около 116,3 млн.т н.э. (19,8% располагаемых энергоресурсов). Анализ динамики этих составляющих энергетического баланса показал, что они устойчиво росли в течение всех 90-х годов XX столетия.

Остальная часть энергетических ресурсов в стране (367,1 млн.т н.э.) была направлена на конечное потребление секторов национальной экономики. Оно практически соизмеримо с вывозом энергоресурсов из страны (367,2 млн.т н.э.). По отношению к энергоресурсам, которыми Россия располагала в 1998 г. (собственное производство плюс импорт энергоресурсов), доля конечного потребления энергии составила менее 40%.

Энергетический баланс России является сводом балансов по каждому виду топлива и энергии, которые представлены в табл. 1. В свою очередь эти балансы были получены на основе разработки более 20 частных балансов конкретных энергоресурсов, произведенных и использованных в стране, в том числе: твердого топлива[16] (уголь, сланцы, торф, дрова,

[16] Согласно структуре МЭА.

кокс, коксовый газ, доменный газ, прочие твердые топлива); нефти; нефтепродуктов (бензин автомобильный, топливо дизельное, топливо для реактивных двигателей, мазут топочный, мазут флотский, печное бытовое топливо, прочие нефтепродукты); газа (естественный, сжиженный); электроэнергии; теплоэнергии.

На основе этих частных балансов были сформированы цепочки движения физических объемов топлива и энергии по стадиям энергетического потока: производство — транспортировка — переработка (преобразование) — распределение — конечное потребление. Для их стоимостной оценки на каждом переделе соответствующего вида топлива и энергии принимались цены, приведенные в работах [3–6]. Стоимость продукции собственного производства и запасы у производителей определялись по ценам производителей, а запасы топлива у потребителей — по ценам приобретения.

Стоимостная оценка потребления энергоресурсов промышленностью, транспортом, сельскохозяйственным производством, а также затрат на энергию, идущую на собственные нужды электроэнергетики и топливной промышленности, выполнена на основе цен, опубликованных в работе [4]. Цена производства электроэнергии принималась по материалам РАО «ЕЭС России» для разных типов электростанций. Цена производства тепла определялась как средневзвешенная величина из значений для электростанций и котельных [7].

Потери при распределении топлива в энергетическом секторе оценивались по данным топливной промышленности; потери при распределении электроэнергии и теплоэнергии — по данным отрасли электроэнергетики. Для отраслей экономики — конечных потребителей цены на электроэнергию и тепло приняты по данным [6].

Для твердого топлива, нефти, нефтепродуктов, газа, электроэнергии и теплоэнергии произведена стоимостная оценка энергоресурсов по видам в натуральном и условном выражении их физических объемов на каждой стадии их движения от производства к конечному потреблению в экономике.

Выполненная для этих условий стоимостная оценка энергетического баланса[17] приведена в табл. 2–5. Данные табл. 2 показывают, что собственное производство первичных видов топлива, оцененное в ценах производителей, составило около 157 млрд. руб. Большая выручка от реализации топливных ресурсов за рубежом (включая экспорт нефтепродуктов) с учетом импорта и изменения запасов обусловила чистое поступление денежных средств в Россию в размере 134,8 млрд. руб. (см. строку «Энергоресурсы для РФ»), что соизмеримо со стоимостью производства топлива в 1998 г. Эта величина была обе-

[17] В средних ценах 1998 г. затратная и налоговая составляющие не выделяются.

спечена за счет внешнеторговой выручки от продаж газа и нефтепродуктов. В то же время основная часть стоимости производства твердого топлива и около 1/10 стоимости добычи нефти требовали их компенсации внутри страны. Таким образом, несмотря на низкий уровень цен на углеводородное сырье на мировом рынке и финансовый кризис внутри страны, топливные отрасли энергетического сектора обеспечили финансовую поддержку отечественной экономике примерно в 16 млрд. долл. США.

Строки «Преобразование энергоресурсов» и «Потребление энергетического сектора» в табл. 2 содержат результирующие показатели, структуры которых раскрыты в табл. 3 и 4. Данные табл. 3 показывают, что общая стоимость преобразования и переработки топливных ресурсов в ценах производителей составила 281,8 млрд. руб., или свыше 180 % стоимости производства первичного топлива в России. При этом основная часть приходится на преобразование топлива в электроэнергию и теплоэнергию (около 89 млрд. руб.) и нефтепереработку (около 158 млрд. руб.).

В табл. 4 приводится расчет стоимости баланса топлива, израсходованного на потребление энергетическим сектором. Отметим, что из 18,5 млрд. руб., затраченных по этой статье, 9,3 млрд. руб., или 50 %, приходится на потери при добыче, производстве и распределении топливных ресурсов страны. Это означает, что почти на 1,5 млрд. долл. США сокращаются средства, полученные за счет эффективного экспорта топлива и идущие на поддержку российской экономики.

Стоимостная оценка балансов преобразованных видов энергии (электро- и теплоэнергии централизованного снабжения) приведена в табл. 5, данные которой показывают, что стоимость электроэнергии, потребляемой внутри страны, значительно выше стоимости ее производства. Это отражает различие в цене производства электроэнергии собственно электростанциями и ценой на регулируемом рынке электроэнергии. В то же время стоимость отпущенной теплоэнергии централизованного снабжения в экономике России в 1998 г. была ниже стоимости ее производства из-за дезорганизованной ценовой политики в отдельных регионах страны.

В результате, стоимость производства преобразованных видов энергии в 1998 г. составила 279,8 млрд. руб. При этом собственное потребление энергетического сектора, включая потери, достигло 80,1 млрд. руб., или почти 1/4 общей выручки от реализации этих энергоносителей. Эта величина заметно возрастет, если вместо потерь 4,4 % тепла, принятых в настоящем расчете, по данным Госкомстата РФ, будут учтены реальные потери тепла в тепловых сетях страны. Они оцениваются в среднем в 26 %, или около 380 млн. Гкал., а в стоимостном выражении — 37,8 млрд. руб. Сегодня эти потери включены монополистами-

производителями в цены приобретения тепла различными категориями потребителей. Если учесть их в балансе теплоэнергии, то собственное потребление энергетического сектора достигнет почти 112 млрд. руб., или свыше 1/3 общей выручки за электро- и теплоэнергию.

Отметим также, что при низких тарифах электро- и теплоэнергии для населения, секторы, которые обеспечивают социальные нужды, оплачивают эти энергоносители по самым высоким тарифным ставкам, в частности, для метрополитена тариф установлен на рекордно высоком уровне. Это одна из форм компенсации относительно низкого тарифа на электроэнергию для населения монопольными структурами производителей электро- и теплоэнергии.

Проведенные расчеты и сопоставления позволяют получить стоимостные оценки потребления энергоресурсов энергетическим сектором (табл. 6) и конечными потребителями — остальными секторами экономики (табл. 7).

Данные табл. 6 показывают, что стоимость собственного потребления и потерь энергоресурсов в энергетическом секторе может быть оценена в 98,6 млрд. руб., а при учете реальных потерь в системах централизованного теплоснабжения — в 130,6 млрд. руб. (10,7–14,1 млрд. долл. США). Это означает, что в действительности поддержка российской экономики за счет экспорта топлива была на 70–90 % сокращена из-за высоких затрат на нужды самого энергетического сектора и огромных потерь энергоресурсов при их добыче, производстве и распределении. По существу энергетический сектор — «локомотив экономики» в основном работал на себя. И только благодаря низким, относительно мировых, внутренним ценам российской экономике удается преодолевать последствия кризиса.

В табл. 7 дана оценка стоимости энергетических ресурсов, использованных в секторах российской экономики — около 400 млрд. руб. Основное потребление энергоресурсов сконцентрировано в отраслях промышленности (36,5 %) и социальной сфере (31,2 %). Но если в отраслях промышленности и транспорта ведется контроль и анализ за расходованием энергоресурсов, то в отраслях не менее масштабных по стоимости использованных энергоресурсов, таких как социальная сфера и сельскохозяйственное производство, аналогичная работа в массовом порядке не проводится. Большое число объектов потребления энергоресурсов при малом потреблении их одним объектом, территориальная разобщенность, необходимость учета индивидуальных особенностей, существенное влияние климатического и других факторов — все это реально затрудняет осуществление мер по повышению эффективного использования энергетических ресурсов.

Однако роль этих секторов в обеспечении жизнедеятельности общества актуализирует необходимость наведения порядка в их

Таблица 2. Стоимостная оценка балансов топлива, 1998 г.

Статья баланса	Твердое топливо			Нефть			Нефтепродукты			Газ*			Итого топлива		
	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.
Собственное производство	112,4	27,8	247,6	303,3	102,8	338,9				477,3	26,1	54,7	893,0	156,7	175,5
Внешнеэкономическая деятельность															
импорт	11,8	2,1	178,0	5,6	3,6	642,9	3,8	6,6	1736,8	1,0	0,3	300,0	22,2	12,6	567,6
экспорт	-14,2	-5,1	359,2	-137,2	-96,7	704,8	-48,7	-38,8	796,2	-164,8	-165,5	1004,2	-364,9	-306,1	838,9
Изменение запасов															
у производителя	0,0	0,0	0,0	-0,7	0,2	339,0	1,0	0,7	736,0	-4,3	0,2	55,9	-4,0	1,1	463,6
у потребителя	1,6	0,6	375,0	0,4	0,2	511,0	0,1	0,4	2716,0	0,0	0,0	487,1	2,1	1,2	571,5
Энергоресурсы для РФ	111,6	25,5	228,5	171,4	9,7	56,6	-43,8**	-31,1		309,2	-138,9	449,2	548,4	-134,8	
Преобразование энергоресурсов	55,1	36,3	659,0	163,4	83,2	509,4	-121,9***	109,2		183,3	53,0	284,9	279,9	281,8	
Потребление энергетического сектора	21,0	5,0	238,1	6,1	1,7	278,8	13,5	12,7	940,7	35,2	4,0	113,6	75,8	23,4	308,7
Конечное потребление	35,3	9,6	271,6	1,8	1,6	865,6	64,6	88,0	1362,5	90,9	29,5	324,5	192,6	128,7	668,0
Промышленность	21,9	2,7	125,5	0,0	0,0	945,4	20,8	9,9	478,5	38,1	15,3	401,6	80,8	27,9	345,9
Транспорт	0,3	0,2	592,8	0,0	0,0	1916,3	12,5	21,7	1731,7	1,3	0,0	1230,1	14,1	21,9	1551,7
Сельское хозяйство	1,5	0,6	399,7	0,0	0,0	417,4	9,6	14,6	1532,2	4,1	1,6	390,2	15,2	16,8	1104,7
Социальные нужды	11,4	6,0	525,8	0,3	0,1	464,9	13,3	32,1	2409,0	43,1	10,9	252,9	68,1	49,1	721,5
Коммунальные и общественные нужды	7,6	4,3	560,2	0,3	0,1	464,9	2,1	2,9	1355,2	17,6	6,5	369,3	27,6	13,8	499,9
Население	3,8	1,7	457,0				11,2	29,3	2607,0	25,5	4,5	176,5	40,5	35,5	877,4
Прочие				0,1	0,1	541,7	5,5	9,0	1630,1	1,5	0,6	400,0	7,1	9,7	1359,7
Неэнергетическое использование	0,2	0,1	335,2	1,4	1,3	945,4	2,9	0,7	232,7	2,8	1,1	392,9	7,3	3,2	433,8

* — *Только добыча газа без транспортировки; 0,0 — незначительная величина.*

** — *Сальдо экспорт-импорт + изменение запасов нефтепродуктов.*

*** — *Сальдо производства и расходы нефтепродуктов (см. табл. 3).*

Таблица 3. Стоимостная оценка балансов топлива, израсходованного на преобразование энергетических ресурсов, 1998 г.

Статья баланса	Твердое топливо			Нефть			Нефтепродукты			Газ			Итого топлива		
	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.
Преобразование и переработка энергоресурсов, всего	55,1	36,3	659,0	163,4	83,2	509,4	-121,9	109,2		183,3	53,0	284,9	279,8	281,8	
Преобразование топлива	69,7	24,4	350,0	1,0	0,3	256,9	29,8	18,8	631,0	176,7	45,8	259,1	277,2	89,2	322,2
на ТЭС общего пользования:	52,9	18,7	353,5				13,8	7,8	565,5	118,8	30,5	257,1	185,5	57,1	308,1
в электроэнергию	35,5	12,5	353,3				9,2	5,2	565,5	72,8	18,7	257,1	117,5	36,5	310,8
в теплоэнергию	17,4	6,2	353,9				4,6	2,6	565,5	46,0	11,8	257,1	68,0	20,6	303,4
в котельных и прочих источниках	16,8	5,7	338,9	1,0	0,3	256,9	16,0	11,0	687,5	57,9	15,2	263,2	91,7	32,2	350,4
Всего в теплоэнергию	34,2	11,9	346,6	1,0	0,3	256,9	20,6	13,5	657,7	103,9	27,1	260,5	159,7	52,7	330,5
Газоперерабатывающие заводы							-8,5	4,3	511,0	-5,3	2,2	418,0	-13,8	6,5	472,3
Нефтеперерабатывающие заводы				155,2	79,3	511,0	-153,2	78,3	511,0				2,0	157,6	511,0
Переработка и обогащение твердого топлива	-14,9	11,9	795,4										-14,9	11,9	795,4
Другое преобразование топлива	0,3	0,1	326,5	7,1	3,7	511,0	10,0	7,8	785,4	11,9	5,0	420,3	29,3	16,5	564,3

Таблица 4. Стоимостная оценка балансов топлива, израсходованного на потребление энергетическим сектором, 1998 г.

Статья баланса	Твердое топливо			Нефть			Нефтепродукты			Газ			Итого топлива		
	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.	млн. т н.э.	млрд. руб.	руб./ т н.э.
Собственное потребление энергетического сектора	17,0	3,9	229,4	2,3	0,7	304,5	13,0	12,2	938,5	29,4	2,8	95,2	61,7	19,6	317,7
потери при добыче и производстве	15,8	3,6	227,8	1,9	0,6	315,8	1,1	0,9	889,7	7,8	0,4	51,3	26,6	5,5	206,8
топливная промышленность	0,5	0,1	200,0	0,4	0,1	250,0	5,8	5,3	913,8	6,4	1,3	203,1	13,1	6,8	519,1
электроэнергетика	0,7	0,2	285,7				0,6	1,1	210,0	1,9	0,4	210,0	3,2	1,7	531,3
трубопроводный транспорт				0,0	0,0	335,1	5,5	4,9	889,7	13,3	0,7	51,3	18,8	5,6	297,9
Потери при распределении	4,0	1,1	281,4	3,8	1,0	259,4	0,5	0,5	1067,6	5,8	1,2	205,1	14,1	3,8	269,5
Потребление энергетическим сектором, всего	21,0	5,0	238,1	6,1	1,7	278,8	13,5	12,7	940,7	35,2	4,0	113,6	75,8	23,4	308,7

Таблица 5. Стоимостная оценка баланса электро- и теплоэнергии централизованного снабжения, 1998 г.*

Статья баланса	Электроэнергия			Теплоэнергия		
	млрд. кВт.ч	млрд. руб.	руб./1000 кВт.ч	млн.Гкал	млрд. руб.	руб./ Гкал
Производство энергии**	**827,1**	**134,4**	**162,4**	**1453,8**	**144,8**	**99,6**
Сальдо экспорта-импорта	18,0	4,2	235,4			
Энергоресурсы для РФ	**809,1**	**193,2**	**238,8**	**1453,8**	**136,4**	**93,8**
Потребление энергетического сектора	**249,0**	**61,1**	**245,3**	**190,8**	**19,0**	**99,8**
На производство и транспорт всех видов энергоресурсов	155,8	38,3	245,9	126,2	12,6	100,0
Потери при распределении	93,2	22,8	244,4	64,6***	6,4***	99,5
Конечное потребление	**560,1**	**132,1**	**235,8**	**1263,0**	**117,4**	**92,9**
Промышленность и строительство	284,4	67,8	238,5	468,6	49,3	105,2
Транспорт	42,1	11,8	279,0	28,1	3,0	106,5

Окончание таблицы 5

Статья баланса	Электроэнергия			Теплоэнергия		
	млрд. кВт.ч	млрд. руб.	руб./1000 кВт.ч	млн.Гкал	млрд. руб.	руб./ Гкал
Сельское хозяйство (производство)	38,4	7,5	196,0	47,1	5,3	112,3
Социальные нужды	134,6	23,5	174,8	637,2	50,7	79,5
Коммунальные и общественные нужды	32,7	11,6	354,0	153,4	16,3	106,5
Население	101,9	12,0	117,3	483,8	34,4****	71,0****
Прочие	60,7	21,5	354,0	82,0	8,7	106,5

** Оценка выполнена по данным Госкомстата РФ.*

*** Расчет выполнен по цене производства электроэнергии на ТЭС, АЭС и ГЭС.*

**** По данным Госкомстата РФ, потери тепла составляют около 4,4%. Это не соответствует «Концепции РАО «ЕЭС России» технической и организационно-экономической политики в области теплофикации и централизованного теплоснабжения» (М.: Минтопэнерго, 1997), согласно которой потери тепла в системе теплоснабжения РАО «ЕЭС России» составляют 20%. В докладе Министра энергетики РФ А. С. Гаврина на парламентских слушаниях в Государственной думе Федерального собрания 17 октября 2000 г. потери тепла в муниципальных сетях теплоснабжения были оценены в 30%.*

***** Без учета субсидий из бюджетов всех уровней управления.*

Таблица 6. Стоимостная оценка потребления энергоресурсов энергетическим сектором в 1998 г.

Статья баланса	Топливо, всего		Электроэнергия		Теплоэнергия*		Всего затрат, млрд. руб.
	млн. т н.э.	млрд. руб.	млрд. кВт.ч	млрд. руб.	млн.Гкал	млрд. руб.	
Потребление, всего	75,8	23,4	249,0	61,1	190,8 (504)**	19 (51)**	103,5 (134,9)
Топливная промышленность	13,1	6,8	155,8	38,3	126,2	12,6	70,5
Электроэнергетика	3,2	1,7					
Трубопроводный транспорт	18,8	5,6					
Потери при добыче и производстве	26,6	5,5					
Потери при распределении	14,1	3,8	93,2	22,8	64,6 (378)	6,4 (37,8)	33,0 (64,4)

** Только централизованное теплоснабжение.*

*** Первая цифра — при потерях 4,4% тепла, регистрируемых Госкомстатом РФ, вторая (в скобках) — оценка фактического состояния.*

Таблица 7. Стоимостная оценка конечного потребления энергоресурсов в 1998 г.*

Статья баланса	Топливо, всего		Электроэнергия		Теплоэнергия		Всего затрат, млрд. руб.
	млн. т н.э.	млрд. руб.	млрд. кВт.ч	млрд. руб.	млн.Гкал	млрд. руб.	
Конечное потребление	192,8	128,7	560,1	132,1	1263,0	117,4	377,7
Промышленность	80,8	27,9	284,4	67,8	468,6	49,3	145,2
Транспорт	14,2	21,9	42,1	11,8	28,1	3,0	36,7
Сельское хозяйство	15,2	16,8	38,4	7,5	47,1	5,3	29,7
Социальные нужды	68,1	49,1	134,6	23,5	637,2	50,7	123,4
Коммунальные и общественные нужды	27,6	13,8	32,7	11,6	153,4	16,3	41,6
Население	40,5	35,5	101,9	12,0	483,8	34,4**	81,8
Прочие	7,1	9,7	60,7	21,5	82,0	8,7	39,8
Неэнергетическое использование	7,3	3,2					3,2

** Все цифры приведены с округлением.*

*** Без учета субсидий из бюджетов всех уровней управления.*

энергообеспечении. В первую очередь это должно быть сделано за счет устранения чрезмерных потерь, оплата которых возложена на семейные бюджеты.

Стоимостная оценка энергетического баланса при всех ограничениях в расчетах, связанных с явной неполнотой информационной базы, позволяет рассмотреть новые разрезы энергетического баланса и выявить его слабые стороны. В частности, она дает возможность рассмотреть влияние дебиторской и кредиторской задолженностей на реальную величину цены энергетического ресурса.

Литература

1. Energy balances of non-OECD countries. 1996–1998. OECD. 2000 Edition.

2. Российский статистический ежегодник, 1996–1998 гг.

3. Цены РФ. М.: Госкомстат России, 1998.

4. Остатки, поступление и расход топлива, сбор и использование отработанных нефтепродуктов по отраслям экономики за 1998 г. М.: Госкомстат России, 1999.

5. Таможенная статистика внешней торговли Российской Федерации. 1998 г. М.: ГТКРФ. 1999.

6. Форма 46-ЭС. Госкомстат России, 1998.

7. Некрасов А.С., Воронина С.А. Экономические проблемы теплоснабжения в России // Проблемы прогнозирования. 2000. № 3.

РАЗДЕЛ III.
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ

Некоторые социально-экономические аспекты электрификации СССР на современном этапе [1]

Важнейшая черта середины восьмидесятых годов — этапа развития народного хозяйства СССР — резкое возрастание роли электрификации в решении первоочередных социально-экономических задач. Процесс этот закономерный и носит объективный характер.

Общественное производство характеризуется возрастающими скоростями производственных процессов, строгими режимными параметрами, удорожанием живого труда и материальных ресурсов, предъявляет все более жесткие требования к использованию сырья, условиям труда и охране окружающей среды. Как следствие, растут требования к качеству энергии, концентрации и управлению энергетическими потоками.

Большая часть прогрессивных технологий, применяемых в народном хозяйстве, основана на использовании электроэнергии, ее уникальных преимуществ как энергоносителя (универсальности, гибкости в управлении, способности к концентрации и делимости, чистоте). Комплекс этих преимуществ определил эффективность широкого использования традиционных и возможность создания нового поколения электротехнологий, дающих принципиально более высокие потребительские и, следовательно, социальные и экономические результаты. Наиболее важными и перспективными электротехнологиями являются: электросиловые, обеспечивающие эффективную комплексную механизацию производства; электрофизико-химические (электролиз, электроэррозионные, квантовые, плазменные и др.), позволяющие получать новые материалы, в том числе особо прочные композиционные, и осуществлять малоотходную их обработку; электронные, которые дают возможность перейти к высокоавтоматизированным гибким производственным системам. Сочетание электронной технологии со светозвуковыми процессами создает условия для эффективного получения, хранения, переработки и воспроизводства информации.

[1] Ж. «Энергетическое строительство», № 3, 1985 г. Соавтор Коган Ю.М.

Принципиально меняются и экономические условия применения электроэнергии и электротехнологий. Стоимость производственных ресурсов имеет тенденцию к увеличению.

Особенно быстро растет стоимость воспроизводства рабочей силы. Среднемесячная заработная плата рабочих и служащих в народном хозяйстве увеличилась со 122 руб. в 1970 г. до 182 руб. в 1983, т.е. в 1,5 раза, причем без учета выплат (и льгот) из общественных фондов потребления. В связи с дефицитом живого труда возникает объективная необходимость оценивать эффект от внедрения трудосберегающих мероприятий не только по экономии фонда заработной платы, но и с учетом (во всех трудодефицитных районах) прибавочного продукта, который могут произвести трудящиеся, высвобожденные в результате этих мероприятий, при перемещении их в другие отрасли, обеспеченные рабочими местами.

С начала 60-х годов стала также проявляться тенденция удорожания минерально-сырьевых ресурсов, в том числе железной руды, руд цветных металлов, лесного и сельскохозяйственного сырья. Только за последние 5 лет количество карьеров по добыче железных руд глубиной более 200 м увеличилось втрое[2]. Снижается содержание железа в руде. Растут расходы на охрану окружающей среды. Все это приводит к повышению издержек по добыче железной руды на 350 млн. руб. в год.

С середины 70-х годов аналогичная тенденция наблюдается и в сфере добычи органического топлива. Увеличение средней глубины шахт, глубины проходки скважин, переход на нефтегазовые месторождения в суровых трудно- доступных, удаленных от центров потребления районах, а в будущем, возможно, и использование месторождений шельфов северных морей — все это проводит к существенному росту затрат на добычу и транспорт качественных видов топлива: нефти, газа и угля шахтной добычи. Изменение условий добычи и транспорта топлива отражается и на замыкающих затратах на эти энергоресурсы. Так, в европейской части СССР в настоящее время стоимость нефти составляет не менее 60 руб./т, газа — не менее 40–43, угля — не менее 35 руб./т (в пересчете на условное топливо), что по сравнению с оценками на начало 70-х годов означает увеличение стоимости примерно в 3,5; 2 и 1,9 раза соответственно[3].

Вместе с тем возможности воспроизводства и, следовательно, динамика затрат на электроэнергию существенно отличаются от аналогичных показателей других производственных ресурсов. Намеченное Энергетической программой СССР создание крупномасштабной

[2] Неминущий И. Источники снижения себестоимости продукции. Плановое хозяйство, 1984, № 3, с. 48–54.

[3] Энергетический комплекс СССР, М.: Экономика, с. 123.

ядерной энергетики на базе энергоблоков единичной мощностью 1 и 1,5 млн. кВт, разработка эффективных способов регенерации ядерного топлива, удаления и захоронения радиоактивных отходов, строительство мощных тепловых электростанций на дешевом органическом топливе в восточных районах страны (прежде всего на базе Экибастузского и Канско-Ачинского месторождений), дальнейшее освоение высокоэффективных гидроэнергоресурсов, сооружение ВЛ новых классов напряжения (1150 кВ переменного тока и 1500 кВ постоянного) — все это создает, по нашему мнению, условия для сдерживания роста стоимости электроэнергии и позволяет ставить задачу получения ее с замыкающими затратами не выше 2 коп/кВт.ч.

В свою очередь такие затраты на электроэнергию будут фактически означать существенное сокращение ее стоимости по отношению к стоимости других производственных ресурсов, т.е. принципиальное укрепление не только технологических, но и экономических позиций электрификации. Тем самым создаются экономические условия для интенсивного вытеснения электроэнергией других производственных ресурсов, прежде всего живого труда, материалов, качественного топлива.

Одновременно технологические преимущества электроэнергии получают все более высокую социальную оценку. Социальные результаты электрификации, которые могут иметь прямую экономическую оценку, усиливают ее экономические позиции. Социальные результаты, не поддающиеся такой оценке, при их достаточной значимости самостоятельно побуждают к дальнейшему развитию электрификации.

Исследованиями советских ученых в последние годы выявлены главные направления развития электрификации в перспективе, полностью адекватные задачам экономического роста страны и основным положениям Энергетической программы СССР. К ним относятся:

• электромеханизация силовых трудоемких процессов в промышленности, сельском хозяйстве и других отраслях в целях вытеснения ручного труда и повышения производительности труда в целом;

• использование электроэнергии в управляющих и контрольно-измерительных приборах, а также в технологических процессах, что позволяет широко внедрять робототехнику и комплексную автоматизацию производства;

• использование электротехнологий для производства и обработки материалов в целях улучшения структуры последних, повышения качества продукции и снижения материалоемкости производства;

• использование электроэнергии для решения социальных задач: улучшения условий труда и быта людей, охраны природной среды.

Все это, вместе взятое, способствует вытеснению качественного топлива в силовых, технологических процессах.

Применение электроэнергии практически всегда обеспечивает *снижение трудоемкости общественного производства*. В условиях увеличения стоимости воспроизводства рабочей силы электромеханизация становится важным фактором управления трудом и создает условия для более полного проявления закона экономии времени в социалистическом производстве.

По нашим оценкам, не менее 70–80% объема экономически целесообразных для механизации ручных работ должно быть электрифицировано. В него входят: все погрузочно-разгрузочные и транспортные работы, осуществляемые в закрытых помещениях, где применение двигателей внутреннего сгорания противопоказано по условиям охраны труда, а также ремонтно-наладочные и сборочные работы, механизация которых диктует необходимость в легко управляемом, удобном в обращении электроинструменте. В расчете на 1000 кВт.ч электроэнергии, производство и распределение которой требует всего около 1 чел.-ч затрат труда, электромеханизация ручного труда экономит в среднем 500 чел.-ч трудозатрат.

Эффективность электромеханизации ручных работ весьма высока: только в промышленности она составляет 1,5–1,7 руб. на 1 руб. затрат. В перспективе на электромеханизацию в целом может приходиться до 70–75% всего эффекта от широкого внедрения электроэнергии в народном хозяйстве. Задача заключается в скорейшем наращивании производства оборудования для электромеханизации ручных работ, в том числе разнообразного электроинструмента, электрокаров, электропогрузчиков, кранов, транспортеров и т. п.

Принципиально новое направление электрификации — *использование микроэлектропотенциалов* в электронно-управляющих устройствах. Реализация этого направления, полную эффективность которого в настоящее время еще трудно оценить, является необходимым условием развития робототехники, создания гибких производственных систем, способных коренным образом воздействовать на всю современную технологию общественного производства.

Внедрение управляемых электротехнологий позволит *снизить материалоемкость* народного хозяйства за счет опережающего производства прогрессивных материалов, улучшения использования сырья, повышения качества продукции. Так, 1 т электростали или синтетического чугуна, полученного в индукционных печах, эквивалентна по своим качествам 1,2 т рядового металла. Применение электроэнергии при термообработке металла повышает его прочностные качества на 20–30%. Использование 1 т алюминия или пластмасс заменяет от 2,7 до 4,2 т рядового черного металла. Экономический эффект от применения алюминия составляет около 600 руб./т, а перерасход энергоресурсов на производство этого энергоемкого материала, как правило,

быстро окупается экономией при эксплуатации конструкций и изделий. Например, перерасход электроэнергии на производство алюминия для вагоностроения окупается менее чем за 5 лет за счет экономии топлива при эксплуатации более легких, чем стальные, алюминиевых вагонов.

Эффективность основных материалосберегающих направлений электрификации зависит от того, в какой мере возрастает общий сырьевой КПД процесса, а также от ценности сберегаемого сырья. Широкое применение в СССР электрических печей для возгонки фосфора позволило в кратчайший срок и эффективно освоить новую крупную базу низкокачественного, но дешевого фосфорного сырья — Кара-Таусское месторождение фосфоритов.

Внедрение электроплавки для литья дорогих цветных металлов обеспечивает эффект в размере 0,5 руб. на 1 руб. затрат и 50–60 руб. в расчет на 1000 кВт.ч дополнительно используемой электроэнергии. Экономия металла при замене вагранок индукционными печами обеспечивает эффект в размере 0,3–0,4 руб. на 1 руб. затрат и 45–55 руб. на 1000 кВт.ч.

Вместе с тем при использовании дешевого сырья в промышленности стройматериалов применение электрообработки экономит только 0,5–0,15 руб. на 1 руб. затрат и 2–5 руб. на 1000 кВт.ч.

Энергосберегающее направление развития электрификации полностью соответствует требованиям Энергетической программы СССР, выдвигающей экономию энергетических ресурсов в ранг государственной политики как одно из условий повышения эффективности производства в целом.

Воздействие электрификации на энергосбережение, как уже отмечалось, определяется возможностью использования ядерного горючего, низкокачественного угля, а также гидроэнергии, преобразованных в электроэнергию, что высвобождает такие дорогие качественные виды топлива, как нефть, газ и шахтный уголь.

При стоимости жидкого топлива и газа 40–50 руб./т[4] стали эффективными перевод на электротягу минимум 15–20 тыс. км железных дорог с целью вытеснения дизельного топлива, использование на газопроводах в европейской части СССР электропривода для перекачки газа, тепловых насосов для отопления части вновь вводимого жилого фонда в городской и сельской местности. При стоимости топлива 60–70 руб./т целесообразно применение электроэнергии для варки стали, обогрева нефтяных пластов, высокотемпературного нагрева в сельском хозяйстве. При стоимости топлива 80–100 руб./т можно будет переводить на электроэнергию новые высоко- и низко-

[4] Здесь и далее в пересчете на условное топливо.

температурные нагревательные установки в нефтяной и химической промышленности, а при стоимости 150 руб./т электроэнергия становится эффективнее бензина на автотранспорте, горячей воды в процессах отопления.

Наиболее важный резерв экономии качественного топлива — электрификация железных дорог и привода газопроводов. В XI пятилетке должно быть электрифицировано 6 тыс. км железных дорог. За счет этого грузооборот возрастет на 800 млрд. т-км брутто, расход электроэнергии на тягу увеличится на 8,3 млрд. кВт.ч в год, количество сэкономленного дизельного топлива за счет электрификации может быть оценено в 2,8–3 млн. т. Разница между более высоким КПД электровозов и КПД тепловозов дает общую экономию топливно-энергетических ресурсов до 0,3 млн. т в год. В дальнейшем объем электрификации железных дорог целесообразно увеличивать.

В XI пятилетке на газопроводах должны быть установлены газоперекачивающие агрегаты общей мощностью 4 млн. кВт. В 1985 г. расход электроэнергии на перекачку газа почти удвоится по сравнению с уровнем 1980 г. и достигнет 21 млрд. кВт.ч. В результате будет сэкономлено около 4 млн. т газа, а суммарная экономия энергетических ресурсов (за счет разницы КПД электропривода и газового привода) составит 0,7 млн. т в год.

Развитие электротехнологий — важное условие реализации Продовольственной программы СССР. Особо эффективно применение осваиваемой сейчас системы машин III поколения для животноводства, в нее включено 1080 единиц оборудования, в том числе около 770 электрифицированного. Эта система позволит снизить трудоемкость в животноводстве не менее чем в 3,5 раза и высвободит около 3,9 млн. среднегодовых работников.

Сегодня можно считать доказанной высокую эффективность широкого использования электроэнергии для теплоснабжения животноводческих ферм. Это обеспечит не только дополнительную экономию трудовых ресурсов, вытеснение качественного топлива, но и повысит продуктивность животных при снижении расхода кормов за счет более строгого регулирования температурного режима на фермах. Особенно эффективно для этого применение дешевой электроэнергии, вырабатываемой в ночные часы, что будет способствовать выравниванию режима работы тепловых электростанций и улучшит, как показал широкий опыт Литовской и Эстонской ССР, экономические показатели энергосистем.

Электрификация является также необходимым условием развития намеченной программы мелиорации земель (1984 г.). Создается возможность для автоматизации систем орошения и значительной экономии на этой основе дефицитной в южных районах страны воды.

По мере повышения уровня бытовой электротехники и увеличения социальных запросов населения расширяются области применения электроэнергии в быту и сфере обслуживания. Все более увеличивается номенклатура электробытовых приборов культурного и хозяйственного назначения и насыщенность ими населения страны. Это открывает новые возможности для отдыха и самообразования трудящихся, существенно (20–25 %) сокращает затраты труда в домашнем хозяйстве.

Началась широкая электрификация процессов приготовления пищи, что значительно улучшает гигиеническую обстановку в жилищах. В сельских районах электроэнергия находит все большее применение для подогрева воды. Осуществляется массовое производство бытовых кондиционеров, способных создать летом искусственный климат в жилых квартирах и обеспечить населению полноценные условия для жизнедеятельности даже в самых жарких районах страны.

По обобщенным оценкам ЭНИН им. Г. М. Кржижановского, в обозримой перспективе за счет более широкой электрификации всех сфер человеческой деятельности может быть получено около 20–30 % прироста национального дохода в стране.

Экономические результаты реформирования российской электроэнергетики [5]

Электроэнергетика России формировалась и постоянно развивалась на основе создания ее главной составной части — Единой электроэнергетической системы (ЕЭС). Общая научная и проектная база ЕЭС позволила осуществлять согласованное развитие электростанций и электрических сетей в соответствии с размещением потребителей и ростом спроса на электроэнергию. Централизованное оперативно-диспетчерское управление ЕЭС обеспечивало оптимальные режимы работы всех ее технологических элементов по критерию минимума относительного прироста расхода топлива и надежное снабжение электроэнергией всех категорий потребителей. Это стимулировало отечественное энергетическое и электротехническое машиностроение к постоянному наращиванию производства и созданию экономичного оборудования всевозрастающих единичных мощностей и новых параметров.

По своим масштабам и принципам оперативно-технологической организации ЕЭС является уникальной структурой. Она была сформирована как трехуровневая технологическая и хозяйственная пространственно развитая система.

[5] Ж. «Проблемы прогнозирования», № 6, 1999 г. Соавторы: И.Н. Борисова, С.А. Воронина, Ю.С. Кретинина.

На верхнем уровне (ЕЭС страны) хозяйственно-технологическое управление осуществлялось службами Министерства энергетики и электрификации. Оперативное управление режимами работы обеспечивалось Центральным диспетчерским управлением (ЦДУ), которое сегодня является самостоятельным подразделением РАО «ЕЭС России». Управление электроэнергетикой в настоящее время дублируется несколькими государственными структурами — Минтопэнерго, Федеральной энергетической комиссией, РАО «ЕЭС России». Это привело к ослаблению влияния государства на естественного монополиста.

Среднее звено представляли объединения энергосистем (ОЭС). Им подчинялись основные ремонтные и другие сервисные организации и службы, обеспечивавшие нормальную работу электроэнергетических объектов. Организационно-хозяйственное руководство ОЭС осуществлялось соответствующими территориальными управлениями Министерства энергетики и электрификации. В настоящее время хозяйственная деятельность территориальных управлений прекращена. Сохранены лишь объединенные диспетчерские управления (ОДУ). В составе ЕЭС России их семь[6]. Сеть, обслуживаемая соответствующим ОДУ, одновременно стала тарифной зоной созданного федерального оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ).

Нижним уровнем хозяйственного управления явились энергосистемы (ныне преобразованным в АО-энерго), куда входили электростанции и сетевые службы, подчиненные им как производственные подразделения на правах цехов. Энергосистемы обеспечивали электроэнергией и теплом от теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) и районных котельных всех собственных потребителей и по диспетчерским графикам ОДУ и ЦДУ осуществляли перетоки электроэнергии и мощности. Вертикаль оперативного управления режимами работы электростанции и сетей замыкалась диспетчерскими службами энергосистем и электростанций.

Такая хозяйственно-технологическая организация отвечала жестким требованиям функционирования электроэнергетики как единого инфраструктурного организма. Она в наименьшей степени, чем другие отрасли промышленности, могла быть безболезненно адаптирована к рыночным условиям. И напротив, она в наибольшей степени, чем другие инфраструктурные отрасли (газовая промышленность, железнодорожный транспорт), подверглась рыночному реформированию.

Электроэнергетика, несмотря на существенный спад спроса на электроэнергию и тепло (1997 г. к 1990 г. соответственно 74,4% и 71,4%), в течение всего переходного периода сохранила в основном свои производственные мощности и увеличила влияние на экономическую жизнь

[6] Центр, Северо-Запад, Юг, Волга, Урал, Сибирь, Восток.

страны. Структура установленных электрических мощностей электростанций все эти годы оставалась достаточно стабильной (табл. 1) [1, 2]. Но производство электроэнергии сокращалось, и особенно заметно на тепловых электростанциях (ТЭС). Основные производственные характеристики электроэнергетики России в 1998 г. мало изменились: было введено всего примерно 0,8 млн. кВт (в том числе 0,5 млн. кВт на тепловых и около 0,3 млн. кВт на гидроэлектростанциях), а производство электроэнергии уменьшилось до 826,1 млрд. кВт.ч, или на 1 % [3].

Таблица 1. Структура установленных генерирующих мощностей и выработки электроэнергии в России, 1997 г.

	Установленная мощность		Выработка электроэнергии	
	млн. кВт	%	млрд. кВт.ч	%
Всего	215,2	100,0	834,2	100,0
Электростанции в составе РАО «ЕЭС России» и АО энергетики и электрификации	175,6	81,6	678,6	81,4
Тепловые электростанции	132,0	61,3	521,1	62,5
Из них теплофикационное оборудование	62,7	29,1	271,3	32,5
Гидроэлектростанции*	43,6	20,3	157,5	18,9
Атомные электростанции	21,3	9,9	108,3	13,0
Электростанции в составе производственных предприятий	18,3	8,5	47,2	5,7

** Включая гидроаккумулирующие, геотермальные и другие электростанции на нетрадиционных источниках энергии.*

Баланс электроэнергии за годы переходного периода претерпел заметную трансформацию (табл. 2) [2–4]. Экспорт электроэнергии упал почти в 2 раза, и только за счет резкого сокращения обмена электроэнергией с сопредельными странами сальдо внешней торговли стабилизировалось в последние годы на уровне около 20 млрд. кВт.ч. Отпуск электроэнергии в сеть для внутренних потребителей сократился на 1/4, потери в электрических сетях увеличились с 8,4 % до 11,2 %. При этом расход электроэнергии в самой электроэнергетике (собственные нужды электростанций и потери в сетях) уменьшился за 1990–1997 гг. примерно на 7 %. Это стало одним из факторов роста затрат в отрасли. Сокращение производства электроэнергии, вызванное спадом экономики, привело к образованию свободных генерирующих мощностей. При максимуме электрической нагрузки в декабре 1997 г. около 130 млн. кВт резерв мощности в ЕЭС России составил 27–28 % [5], что примерно вдвое выше норматива. Еще около 40 млн. кВт не могло быть использовано из-за технологических разрывов в генерирующей и сетевой компонентах энергосистем. Этот образовавшийся технический

потенциал позволяет, при определенных направлениях инвестирования, удовлетворить заметную часть роста спроса экономики на электроэнергию и мощность. Возможность его использования существенно зависит от экономически эффективного управления имуществом инфраструктурной электроэнергетической отрасли.

Таблица 2. Электробаланс России, млрд. кВт.ч.

	1990 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.
Собственное производство	1082,2	860,0	847,2	834,1
Сальдо импорт-экспорт	-8,3	-23,0	-19,5	-19,7
Внутреннее потребление	1073,8	837,0	827,7	814,4
Собственные нужды электростанций	72,2	58,5	61,0	60,8
Отпуск электроэнергии в сеть	1001,7	778,5	766,7	753,7
Потери в электрических сетях	84,3	80,5	84,5	84,4
Конечное потребление	917,4	698,0	682,2	669,3
Промышленность	625,9	440,1	424,8	421,4
Прочие секторы экономики	291,5	257,8	257,4	247,8
В том числе население	77,5	94,5	99,3	100,1

Начавшийся в 1992 г. переход России к рыночной экономике сопровождался реструктуризацией электроэнергетики, созданием акционированных и частично приватизированных электроэнергетических компаний. Было учреждено РАО «ЕЭС России» как компания-холдинг с контрольным пакетом акций у государства, образованы 74 АО-энерго на базе региональных электроэнергетических систем. Из них 72 АО-энерго контролируются в разной степени материнской компанией — РАО «ЕЭС России», два АО (Иркутскэнерго и Татэнерго) полностью независимы. При этом ряд лучших крупных тепловых и гидроэлектростанций был изъят из ведения АО-энерго и преобразован в АО-электростанции федерального значения (22 объекта) и филиалы РАО «ЕЭС России» (4 объекта). Контрольные пакеты акций этих электростанций, как правило, принадлежат РАО «ЕЭС России». Из состава АО «Красноярскэнерго» была выделена и приватизирована Красноярская ГЭС, контроль над которой со стороны РАО «ЕЭС России» утерян. Для погашения кредиторской задолженности АО «Псковэнерго» был подписан меморандум о продаже ОАО «Газпром» 72 % акций одной из самых новых электростанций, — Псковской ГРЭС мощностью 430 МВт. Созданная ОАО «Газпром» дочерняя компания «Газпро-

мэнерго» с приобретением этой электростанции становится реальным конкурентом структур РАО «ЕЭС России» на рынке электроэнергии северо-запада страны. Постоянный передел собственности не способствует повышению эффективности работы отрасли.

Государству принадлежит 52,5 % акций РАО «ЕЭС России», из которых 30,0 % неравномерно распределено между субъектами Федерации. Иностранные компании в настоящее время владеют 33,8 % акций РАО «ЕЭС России» и имеют заметные доли в капитале некоторых АО-энерго. Это означает практически владение блокирующим пакетом акций, что позволяет им уже сегодня влиять на энергетическую политику в России. Сложившаяся ситуация является нарушением закона «Об особенностях распоряжения акциями РАО «ЕЭС России» и акциями других акционерных обществ электроэнергетики, находящимися в федеральной собственности». В соответствии с законом доля иностранных инвестиций в уставных капиталах этих АО не должна превышать 25 %. Российским инвесторам принадлежит примерно 17 % акций РАО «ЕЭС России».

Атомные электростанции входят в состав государственного предприятия (ГП) «Росэнергоатом» за исключением Ленинградской АЭС, которая прямо подчиняется центральным органам исполнительной власти.

Владение контрольными пакетами акций Единой энергетической системы России, АО-энерго и АО-электростанций, АО «Центральное диспетчерское управление» и электрическими сетями ЕЭС России позволяет РАО «ЕЭС России» осуществлять контроль почти за 3/4 мощности электростанций, около 83 % производства и почти 90 % распределения электроэнергии в России (1997 г.)

Участниками ФОРЭМ, созданного на базе электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, принадлежащих РАО «ЕЭС России», являются АО-энерго, АО-электростанции, все АЭС, а также небольшое число крупных потребителей. На нем реализуется около 1/3 производимой в стране электроэнергии. Остальная часть электроэнергии обращается на региональных рынках, образованных АО-энерго. Государственное регулирование тарифов на электроэнергию и мощность осуществляется на ФОРЭМ Федеральной энергетической комиссией РФ (ФЭК России). На региональных рынках регулирование тарифов проводят районные энергетические комиссии субъектов Федерации (РЭК).

Таким образом, в электроэнергетике образовалась новая система имущественных прав и рыночных отношений. Ее принципы отличны от централизованного управления имуществом, организационно-хозяйственной и производственной деятельностью, которое было в течение 40 предшествующих лет основой создания ЕЭС России как единого целого. В результате возникли объективные противоречия

между возможностями надежной и эффективной работы существующей технологической структуры ЕЭС России, интересами ее собственников и требованиями рыночного механизма управления. Они существенно трансформировали условия развития и хозяйственно-экономическую деятельность электроэнергетики.

Особенно отчетливо это проявилось в негативном воздействии на воспроизводственные возможности и экономичность работы отрасли. Произошло ослабление рычагов централизованного контроля, которые не были адекватно заменены необходимой и достаточной системой эффективных механизмов экономического управления естественным монополистом.

Это заметно ухудшило технико-экономические характеристики работы как электроэнергетики в целом, так и ЕЭС России. Средний тариф[7] на электроэнергию в стране в декабре 1997 г. достиг 25,4 коп/кВт.ч и снизился к концу 1998 г. до 23,9 коп/кВт.ч [1, 6]. В сопоставимых ценах[8] он составил соответственно 5,9 и 4,5 коп/кВт.ч, или более чем в 1,8 и 1,4 раза превысил уровень среднего тарифа в 3,2 коп/кВт.ч, имевший место в декабре 1991 г. Очевидно, что такой рост среднего тарифа оказывает существенное давление на экономику России. Причина состоит как в росте цен приобретения электроэнергетикой материально-технических ресурсов [7], так и в ухудшении показателей работы самой отрасли.

Конечное потребление электроэнергии под воздействием сжимающегося внутреннего спроса, особенно в промышленности, постоянно сокращается, несмотря на рост потребления электроэнергии населением. В результате на каждые 100 кВт.ч конечного внутреннего потребления расход электроэнергии в самой электроэнергетике (собственные нужды электростанций и потери в электрических сетях) вырос на 4,6 кВт.ч — с 17,1 в 1991 г. до 21,7 кВт.ч в 1997 г. Эта дополнительная нагрузка способствует заметному ценовому давлению на конечных потребителей электроэнергии. Ее стоимостная оценка, выполненная на основе данных [1, 8, 9], показывает, что в 1997 г. рост среднего тарифа за счет этого фактора составил не менее 0,6 коп/ кВт.ч конечного электропотребления по сравнению с 1991 г.

Ведущий физический показатель экономичности — средний удельный расход топлива на электроэнергию и тепло в целом — с начала работы электроэнергетики в новых имущественных условиях постоянно возрастал. В 1997 г. по отношению к 1993 г. он вырос до 102,8 % и был практически на уровне 1990 г. Соответственно топливная составляющая затрат в неизменных оптовых ценах увеличилась на 11,1 %,

[7] Здесь и далее все стоимостные показатели в деноминированных рублях.

[8] Дефлятор — индекс оптовых цен промышленности.

причем примерно на 26 % за счет роста удельного расхода топлива и на 74 % — роста цен на топливо для ТЭС.

При этом следует иметь в виду, что в структуре топлива, расходуемого на тепловых электростанциях России, преобладающая доля приходится на газ. В 1997 г. при общем потреблении топлива на ТЭС около 247 млн. т у. т. газ составлял 62 %, уголь — 28 %, мазут — 9 %, прочие виды топлива — менее 1 % [10]. Следовательно, наибольшее воздействие на рост среднего тарифа на электроэнергию оказывают цены на газ, несмотря на их относительно более медленный темп роста по сравнению с другими видами топлива.

В то же время рядом специалистов высказываются определенные опасения, связанные с ожидаемым дальнейшим ростом доли газа в топливном балансе электростанций. Очевидное возрастание зависимости одного естественного монополиста — электроэнергетики — от другого естественного монополиста — газовой отрасли — может способствовать созданию острых конфликтных ситуаций (например, из-за неплатежей за газ со стороны электроэнергетических компаний).

Выход из положения видится в диверсификации топливного баланса путем увеличения доли угля, в частности за счет создания энергоугольных компаний[9], и объединения электроэнергетических и газовых хозяйственных субъектов. Уже объявлено, что, возможно, первыми сольются в единую структуру Самараэнерго и Волга-промгаз [11]. Однако эффект такого объединения пока не оценен. Еще одна партнерская схема состоит в заключении толлинговых соглашений между электростанциями и ОАО «Газпром», по которым последний за поставку газа получает право продавать часть выработанной этими электростанциями электроэнергии [12].

С ростом топливной составляющей затрат в электроэнергетике в первую очередь снизилась конкурентоспособность тепла, отпускаемого теплофикационным оборудованием электростанций, в сравнении с теплом, поставляемым промышленными котельными. Это привело к изменению с 1 января 1996 г. методики распределения расхода топлива теплофикационным оборудованием на производство тепла и электроэнергии при их комбинированном производстве. Переход к новой методике позволил расчетно уменьшить удельный расход условного топлива на отпущенное тепло в среднем со 174,2 до 147,5 кг у.т./Гкал, или на 15,3 %, в том числе на теплофикационном оборудовании на 17,9 % (табл. 3) [2].

При этом расход условного топлива на производство электроэнергии возрос в среднем на 10,7 %, на теплофикационном оборудовании — на 21,1 %. Как видно, проведенное перераспределение расхода топлива

[9] Первая созданная энергоугольная компания «ЛуТЭК» в составе Приморской ГРЭС и Лучегорского угольного разреза успешно работает на Дальнем Востоке.

между теплом и электроэнергией существенно увеличило топливную составляющую в себестоимости производства электроэнергии на электростанциях, работающих по комбинированному циклу (ТЭЦ). Все они входят в состав АО-энерго и являются базовыми поставщиками электроэнергии на региональные розничные рынки. Это значит, что конечные потребители электроэнергии оказались под сильным ценовым давлением со стороны электроэнергетики, реализующей собственные интересы.

Таблица 3. Удельные расходы условного топлива на производство тепло- и электроэнергии по старой и новой методикам расчета, 1995 г.

Расходы	Тепло, кг/Гкал		Электроэнергия, г/кВт.ч	
	Старая	Новая	Старая	Новая
В среднем по электроэнергетике	174,2	147,5	312,3	345,8
%	100,0	84,7	100,0	110,7
На теплофикационном оборудовании	174,7	143,5	276,5	334,8
%	100,0	82,1	100,0	121,1

Оценка, выполненная на основе данных [2, 9] для 1997 г., показала, что изменение методики распределения расхода топлива при комбинированном производстве электроэнергии и тепла привело в среднем по электроэнергетике к росту тарифа на 0,9 коп/кВт.ч, или почти на 4 %. В силу всеобщности электроэнергетического рынка это повышение однозначно отразилось на всех конечных потребителях электроэнергии.

В то же время изменение методики привело к снижению среднего по электроэнергетике тарифа на тепло примерно на 8,6 % (1997 г.). Однако реальное проявление этого снижения локально, на рынках тепла в системах централизованного теплоснабжения отдельных городов. Здесь, на конкурентных (что бывает довольно редко) рынках тепла конечные потребители могут выбрать тот или иной источник теплоснабжения.

Таким образом, для повышения конкурентоспособности предприятий электроэнергетики на рынке тепла, обеспечивающем около 1/4 объема реализации продукции отрасли, было стимулировано ценовое давление на монопольном рынке электроэнергии, реализующем примерно 70 % объема производства продукции электроэнергетики.

Затраты на оплату труда и социальные нужды в электроэнергетике в течение всего рассматриваемого периода росли опережающими темпами по сравнению с производительностью труда, несмотря на сокращение производства энергии как в натуральных объемах, так и в сопоставимых показателях реализации продукции. Численность промышленно-производственного персонала (ППП), приходяща-

яся на 1 млн. кВт установленной мощности, возросла за 1991–1997 гг. с 2,6 до 3,8 чел., или на 46%. Это не может быть полностью объяснено ни структурными изменениями в отрасли, ни необходимым увеличением численности ремонтного персонала.

Доля затрат на оплату труда и отчислений на социальные нужды (9,8%) в 1997 г. превысила долю амортизационных отчислений (8,1%) в суммарных затратах на производство и реализацию продукции электроэнергетики [1]. Если бы удельная численность ППП в электроэнергетике была в 1997 г. сохранена на уровне 1991 г., то это позволило бы уменьшить средний тариф на электроэнергию на 0,2 коп/кВт.ч.

Другой быстро растущей компонентой затрат являются «прочие затраты». Для сопоставления с 1991 г. из них в 1997 г. были исключены налоги и отчисления во внебюджетные фонды, выплачиваемые из себестоимости. Анализ показал, что для рассматриваемого периода величина «прочих затрат» увеличилась почти в 68 раз при росте суммарных затрат на производство и реализацию электроэнергии примерно в 50 раз. Обоснованность такого опережения требует веских аргументов. Относительное превышение этой статьи затрат в 1997 г. над ее уровнем в 1991 г. может быть оценено в росте среднего тарифа не менее чем в 2,2 коп/кВт.ч.

Таким образом, только оцененные выше направления удорожания производства и распределения электроэнергии в сумме привели к росту среднего тарифа на нее для конечных потребителей в 1997 г. примерно на 20% по сравнению с 1991 г. Наблюдаемая динамика роста рассмотренных показателей дает основание для критического пересмотра аргументов экономического поведения субъектов хозяйствования в электроэнергетике.

В этой связи тщательному анализу и обоснованию должны быть подвергнуты затраты на распределение электроэнергии. Анализ, проведенный в [7], показал, что с начала 1996 г. цены производства стали опережать цены приобретения электроэнергии. Это было связано с удорожанием распределения электроэнергии в электрических сетях. По данным [9], в 1997 г. в себестоимости производства-распределения электроэнергии в РАО «ЕЭС России» затраты на распределение составили 82,5 руб./тыс. кВт.ч, или почти 80% средней себестоимости производства электроэнергии. Такой высокий уровень стоимости распределения неадекватен затратам на эксплуатацию электросетевого хозяйства, только транспортирующего электроэнергию. Именно в эту составляющую РАО «ЕЭС России» включало абонентную плату за услуги пользования сетями и сбор инвестиционных средств, исключенный из себестоимости лишь недавно.

Высокая транспортная составляющая цены электроэнергии стимулирует региональные АО-энерго к минимизации своего участия на ФОРЭМ с его высокими тарифами продажи электроэнергии. Так,

на неэффективно работающей Киришской ГРЭС, которая имеет самые высокие затраты на производство электроэнергии среди тепловых электростанций АО «Ленэнерго», они все же ниже, чем тариф покупки электроэнергии на оптовом рынке [13]. Подобные экономические соотношения способствуют дезинтеграционным процессам в ЕЭС России.

В наибольшей степени изменилась амортизационная составляющая затрат, в прошлом один из главных источников средств на воспроизводство основных производственных фондов (ОПФ) электроэнергетики. Отсутствие четко регламентированной системы переоценки ОПФ, быстрое старение оборудования электростанций и сетей, высокая — 2-процентная — ставка налога на имущество в настоящее время (и до 2,5% в проекте Налогового кодекса РФ) стимулируют энергокомпании к занижению своих основных производственных фондов. Соответственно снижается величина годовых амортизационных отчислений, которая сегодня явно недостаточна для предотвращения старения оборудования предприятий электроэнергетики.

В то же время нарастание износа основных фондов отрасли происходит достаточно быстро (табл. 4) [14, 15]. Как видно, скорость старения оборудования в электроэнергетике за годы переходной экономики выше, чем в промышленности и топливных отраслях в целом. Особенно неблагоприятно положение ТЭС и электрических сетей, где высока доля полностью амортизированных (изношенных) основных фондов.

В этих условиях начисление амортизации только на неизношенные основные фонды не обеспечивает средств, эквивалентных их восстановительной стоимости. По данным [9], амортизационные отчисления в настоящее время возмещают примерно лишь 1/10 часть необходимого финансирования. При этом годовые затраты на капитальный ремонт оборудования достигли в 1997 г. по электроэнергетике в целом 70,7%, а по ТЭС — 110,3% начисленной за год амортизации, включенной в себестоимость продукции. Предложение, содержащееся в работе [9], вернуться к начислению амортизации на все находящиеся в эксплуатации ОПФ, включая полностью изношенные, по нашему мнению, учитывает реалии российской электроэнергетики.

Восстановление прежней роли амортизационных отчислений в воспроизводственном процессе, по-видимому, нужно и возможно, но при определенных изменениях в структуре затрат и налогов. В противном случае рост амортизационной составляющей затрат при относительно низкой рентабельности электроэнергетики явится импульсом для роста тарифов на электроэнергию и тепло. Определенным компенсационным маневром может стать снижение ставки налога на имущество энергокомпаний, сокращение в себестоимости электроэнергии и тепла затрат по статье «прочие затраты», снижение удельной численности занятых и другие меры.

Таблица 4. Нарастание износа основных фондов электроэнергетики за годы переходной экономики, %

	1991 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.
Износ основных фондов*				
Промышленность, всего, %	43,3	48,5	45,1	47,2
отн. ед.	1,00	1,12	1,04	1,09
Топливная, %	44,2	51,2	47,6	49,7
отн. ед.	1,00	1,16	1,08	1,12
Электроэнергетика, %	40,1	45,7	44,2	45,8
отн. ед.	1,00	1,14	1,10	1,14
Доля полностью амортизированных (изношенных) основных фондов**				
Промышленность, всего, %	-	15,7	16,7	20,6
отн. ед.	-	1,0	1,1	1,3
Топливная, %	-	16,6	18,7	21,1
отн. ед.	-	1,0	1,1	1,3
Электроэнергетика, %	-	12,1	13,3	14,2
отн. ед.	-	1,0	1,1	1,2
ТЭС, %	-	-	16,3	16,9
ГЭС, %	-	-	5,2	3,6
АЭС, %	-	-	4,8	7,2
Электрические сети, %	-	-	11,9	14,2

** От общей стоимости фондов на конец года.*
*** По состоянию на конец года от среднегодовой стоимости основных фондов.*

Таким образом, восстановление амортизационной составляющей затрат до уровня, обеспечивающего простое воспроизводство ОПФ, потребует существенного сокращения других статей затрат и уменьшения налогов, входящих в себестоимость электроэнергии. Такой подход необходим, так как в противном случае невозможно сохранение политики сдерживания роста тарифов на энергию. Однако в настоящее время действует ряд факторов, удорожающих цену электроэнергии.

Согласно порядку, принятому на ФОРЭМ, прием электроэнергии от поставщиков осуществляется по свободным ценам, а отпуск покупателю из сетей РАО «ЕЭС России» — по единому тарифу, определяемому отдельно для каждой из семи энергозон [9]. По такой схеме ФЭК России на оптовом рынке электроэнергии и мощности вместо тарифа на услугу по пропуску электроэнергии по сети устанавливает монопольно высокие цены, а доступ дешевой электроэнергии к покупателю блокируется. Рецидив таких действий — появление на оптовом рынке компаний, которые стараются обойти решения ФЭК России. Так, по данным [16], фирма «Межрегион-Энерго» при поддержке РАО «ЕЭС России» предлагает потребителям заключать прямые договоры с электростанциями на поставку электроэнергии по ценам, которые значительно ниже тарифов, утвержденных ФЭК России для соответствующей энергозоны. Такая политика в конечном итоге может дестабилизировать весь рынок электроэнергии.

Не отвечают интересам национальной экономики и установившиеся в регионах различия в средних тарифах для собственных потребителей.

ЕЭС России, в границах которой оперирует ФОРЭМ, практически разделена на 3 части, работающие изолированно друг от друга [10]. Это ОЭС Востока (энергосистемы Приморья и Приамурья и южный, Нерюгринский узел, энергосистемы Республики Саха (Якутия)), большая часть ОЭС Сибири (от Читы до Новосибирска и Барнаула) и остальная Европейско-Уральская часть ЕЭС России (ОЭС Северо-Запада, Центра, Волги, Юга, Урала и западная часть ОЭС Сибири). В этих 3 частях ЕЭС России сложились совершенно разные условия влияния на экономику регионов тарифов на электроэнергию (табл. 5).

Таблица 5. Экономические различия трех основных энергозон ЕЭС России, 1997 г.*

Зона ЕЭС России	Средний тариф на электроэнергию, %	Производство электроэнергии, %	Валовой региональный продукт, % (1996 г.)	чистый экспорт, %	На млн. руб. ВРП			
					Чистый экспорт		производство электроэнергии	
					долл.	%**	кВт.ч	%**
Россия, всего	100,0	100,0	100,0	100,0	16,9	100,0	426,0	100,0
Европейско-Уральская	105,8	73,9	79,6	78,1	16,6	98,2	395,0	92,7
Сибирь	66,4	21,8	14,4	22,1	25,9	153,3	644,0	151,2
Восток	177,9	4,3	6,0	-0,2	-0,6	-3,6	304,0	71,4

** Рассчитано по [1, 17].*

*** К общему по России.*

Как видно из таблицы, 85 % валового регионального продукта (ВРП) производится при тарифах на электроэнергию значительно выше среднего по России. В то же время дешевая электроэнергия Сибири обеспечивает производство электроемкой продукции, вывозимой из страны. В этих условиях тарифы на электроэнергию, сформированные по затратному принципу, не компенсируют стране экономических потерь. Необходимо для экспортных электроемких производств введение специальных тарифов, которые должны включать рентные платежи и учитывать конъюнктуру на мировых рынках металлов и других электроемких продуктов.

Анализ тарифов на электроэнергию и тепло, проведенный в [7, 18, 19], показал, что пока нет механизмов регулирования тарифов, отвечающих интересам национальной экономики. Так, нет достаточного взаимосогласования уровней цен и тарифов естественных монополий, что прямо влияет на уровень цен в стране. Отсутствуют механизмы регулирования обоснованных уровней рентабельности субъектов электроэнергетики. Не разработаны правила экономических взаимоотношений при выводе крупных потребителей на оптовый рынок электроэнергии для остающихся абонентов регионального (розничного) рынка электроэнергии, местной энергоснабжающей компании и бюджетов регионов.

Не учитывается, что среднестатический тариф на электроэнергию, отпускаемую потребителям, уже заметно превысил в сопоставимых ценах уровень 1991 г. (см. выше). При этом соотношения между тарифами, дифференцированными по категориям потребителей, также претерпели заметные изменения. Так, средний тариф на электроэнергию для промышленных потребителей в декабре 1997 г. был 24,1 коп/кВт.ч, или 94,9 % среднероссийского тарифа; в декабре 1998 г. он возрос до 26,2 коп/кВт.ч (108,9 %). Такие перепады трудно объяснить логичной ценовой политикой. В сопоставимом виде средний промышленный тариф для декабря этих лет составил соответственно 5,6 и 4,9 коп/кВт.ч и был выше уровня 1991 г. (около 3,4 коп/кВт.ч) более чем в 1,6 и 1,4 раза.

Постоянным рефреном всех лет перестройки российской экономики стало утверждение о перекрестном субсидировании населения, получающего электроэнергию по низким тарифам за счет повышенных тарифов для промышленности. При этом, как образец «правильных» соотношений тарифов принимаются условия 1990–1991 гг. Однако не учитывается, что производитель электроэнергии рассматривает уровень тарифа для домохозяйств с позиций динамики оптовых цен промышленности, тогда как населением он оценивается на основе изменений потребительских цен и своего дохода. Проблема этих «ножниц» была обсуждена в [7, 18].

Отметим, что в сопоставимых ценах в декабре 1997 г. тариф для городских квартир, оборудованных газовыми плитами, был 4,1 коп/кВт.ч по сравнению с 4,0 коп/кВт.ч в 1991 г. С января 1999 г. директивно были повышены тарифы на электроэнергию для населения во всех субъектах РФ [20]. В результате средний минимальный тариф для этой категории потребителей (без льгот) вырос до 23,8 коп/кВт.ч, или в сопоставимых ценах до 4,5 коп/кВт.ч. По отношению к тарифу для промышленности он составил около 92 % при 115–120 % в 1991 г.

Если принять во внимание, что тариф для домохозяйств является социально значимым и поэтому оценивать его следует по динамике индекса потребительских цен, то сопоставимыми с тарифом 4,0 коп/кВт.ч (1991 г.) будут 7,5 коп/кВт.ч (декабрь 1997 г.) и 5,5 коп/кВт.ч (январь 1999 г.). Соответственно это около 134 % и свыше 112 %, т. е. он превосходил в 1997 г. и близок в настоящее время к соотношению рассматриваемых тарифов в 1991 г.

В то же время существование большого числа групп населения, пользующихся льготами, приводит к тому, что фактический тариф примерно в 2 раза меньше его значений, приведенных выше. Однако компенсация в связи с этим потерянных доходов производителей электроэнергии законодательно не предусмотрена ни на федеральном, ни на региональном уровнях. По существу завышенные тарифы промышленности и других категорий потребителей электроэнергии являются источниками субсидирования льгот по оплате электроэнергии, а не населения, их не имеющего[10].

Другим нередко используемым аргументом для обоснования необходимости повышения уровня тарифа на электроэнергию для домохозяйств является обращение к среднегодовым величинам этого тарифа за рубежом, в первую очередь в США. Однако корректным будет сравнение не тарифов, а покупательной способности среднедушевого дохода по электроэнергии, чтобы увидеть принципиальные различия.

Как видно (табл. 6) [1, 8, 20–22], средний тариф для домохозяйств в России постоянно рос, но в 1998 г. сократился в долларовом выражении из-за девальвации рубля. В США он сохранялся достаточно стабильным, с малой амплитудой колебаний. Среднемесячный среднедушевой доход населения в России в течение декабря 1993 г. — января 1999 г. устойчиво снижался,[11] а в США — возрастал.

[10] В исключительных случаях правительство РФ выделяет разовые целевые субсидии для субъектов РФ на Дальнем Востоке и европейском Севере для покрытия разрывов между сложившейся себестоимостью производства электроэнергии в соответствующих АО-энерго и фактическими тарифами для потребителей [23].

[11] Отметим, что в России в декабре каждого года имеет место заметное превышение среднедушевого дохода над его динамикой за предыдущие месяцы года. Это связано с различными выплатами занятым в национальной экономике по годовым итогам.

В результате покупательная способность среднедушевого дохода по электроэнергии в России стремительно падала, а в США — росла. Если в 1993 г. соотношение доход/тариф обеспечивало для обеих стран близкую покупательную способность по электроэнергии (Россия/США — 94,2 %), то уже в 1997 г. это соотношение снизилось до менее 32 %. Для того чтобы при имеющихся в России тарифах восстановить покупательную способность среднедушевого дохода по электроэнергии до уровня США, среднедушевой доход в декабре 1997 г. должен был быть выше в 3,1 раза, а в январе 1999 г. (к США 1997 г.) — почти в 5,6 раз. Несостоятельность прямого сравнения уровней тарифа очевидна.

Таблица 6. Покупательная способность среднемесячного среднедушевого дохода по электроэнергии в России и США в 1993–1998 гг.

Год	Средний тариф для домохозяйств*			Покупательная способность среднемесячного среднедушевого дохода		Россия к США
	Россия**		США	Россия**	США	
	коп/кВт.ч	цент/кВт.ч	цент/кВт.ч	тыс.кВт.ч/чел.мес.		%
1993	0,60	0,47	8,34	20,12	21,36	94,2
1994	2,68	0,76	8,40	14,73	22,04	66,8
1995	8,08	1,74	8,41	8,87	23,16	38,3
1996	12,08	2,17	8,39	8,28	24,29	34,1
1997	15,66	2,63	8,46	8,04	25,28	31,8
1998	21,10	1,05	8,22	7,36	-	-
1999	23,8***	1,07***	–	4,534****	-	-

** В текущих ценах.*
*** Декабрь.*
**** Средний минимальный тариф с января 1999 г., рассчитанный по [20].*
***** Январь 1999 г.*

Главным недостатком тарифной политики в электроэнергетике является ее несоответствие задачам и возможностям национальной экономики России. В бывшем Советском Союзе поддержание относительно низких тарифов на электроэнергию и тепло было инструментом компенсации повышенной энергоемкости производства продукции и услуг. Ликвидация этого ценового демпфера в переходной экономике России стала одной из причин роста цен и гигантского накопления неплатежей, в первую очередь в самой электроэнергетике. На 1 марта 1999 г. просроченные задолженности в этой отрасли составили: дебиторская — 45,4 %, кредиторская — 25,8 % от соответствующих задолженностей промышленности в целом [23].

Общий кризис неплатежей, стимулирующий систему взаимозачетов, расчеты бартером и денежными суррогатами, способствует завышению цен, дисконтированию затрат и увеличению сроков финансовых расчетов в электроэнергетике. Это приводит к излишним рискам и потерям в финансово-хозяйственной деятельности организаций отрасли.

Недостаточно эффективная роль государственного регулирования тарифов этой естественной монополии позволила хозяйствующим субъектам электроэнергетического рынка в первую очередь ориентироваться на собственные интересы. В результате правительство России было вынуждено прибегать к неординарным целевым мерам. Так, допускается снижение тарифов на 1% при увеличении своевременной денежной оплаты на 3%, начиная с минимального уровня в 20% [24]. Доля оплаты в денежной форме в структуре платежа за электроэнергию, потребляемую железнодорожным транспортом, снижена с 50% в 1998 г. до 35% в 1999 г., как утверждается, «в целях совершенствования регулирования тарифов на электрическую энергию» [25]. Совет Федерации Федерального собрания России рекомендовал уменьшить тарифы на электроэнергию для предприятий, поставляющих сельскохозяйственным товаропроизводителям минеральные удобрения, химические средства зашиты растений и сырье для их производства на 50% по сравнению с тарифами, применяемыми для соответствующих групп потребителей [26]. Однако не всегда были указаны пути компенсации выпадающих доходов. Для сдерживания цен в электроэнергетике и других естественных монополиях правительством РФ было установлено, что их прирост в первом полугодии 1999 г. не должен превышать прогнозируемого на соответствующий период Министерством экономики РФ прироста цен производителей промышленной продукции [27].

В результате, как реакция на рассогласованные действия, имеет место поток постановлений администраций субъектов РФ, направленных на предотвращение роста тарифов на энергию. Отсутствие координации в денежно-финансовых отношениях субъектов электроэнергетики и регионов наносит некомпенсируемый ущерб национальной экономике[12].

Для предотвращения дальнейшего роста цен, разрушительного для экономики, по инициативе правительства России крупнейшие компании, в том числе РАО «ЕЭС России», подписали картельное соглашение, предусматривающее проведение скоординированной политики по установлению цен и тарифов на газ, электроэнергию, нефть, нефтепродукты, уголь, металл, другую товарную продукцию и транс-

[12] В этой связи показательно, что недавно созданная межрегиональная ассоциация региональных энергетических комиссий России (МАРЭК) считает одной из своих первоочередных целей разработку «новых справедливых правил игры в энергетике для всех субъектов народного хозяйства России» [28].

портировку грузов на внутреннем рынке России. Участники соглашения обязуются не увеличивать цены с 1 июня по 31 декабря 1999 г. более чем на половину фактического индекса цен на промышленную продукцию, имевшего место в первые пять месяцев 1999 г. [29]. Однако эти временные меры не могут заменить отсутствия системности в государственной политике цен в электроэнергетике.

Центральным вопросом электроэнергетики, жизненно важным для развития экономики России, является состояние основных фондов отрасли. По имеющимся оценкам [5, 9, 30 и др.], до 2010 г. будут идти активное физическое и моральное старение и выработка предельного эксплуатационного ресурса энергетического оборудования (табл. 7).

Это требует заблаговременного наращивания заделов, так как сроки нового строительства электростанций могут существенно превышать 5–7 лет, а их модернизация продолжается от 2 до 5 лет [9]. В то же время ввод в действие новых ОПФ в течение 90-х годов был крайне мал, а освоение капитальных вложений в электроэнергетике быстро сокращалось (табл. 8) [31–33]. По данным [6], уменьшение инвестиций в основной капитал отрасли (с учетом атомной энергетики) будет продолжаться и в 1999 г. Они составят лишь 95,3 % уровня 1997 г. Ввод мощности электростанций, в том числе и за счет реконструкции и технического перевооружения, в ближайшей перспективе намечается незначительным: 1999 г. — 2,2 млн. кВт; 2000 г. — 4,1 млн. кВт. [6]. При этом, как показывает опыт предыдущих лет, реальный ввод составляет 40–50 % от ожидаемого [3].

В последние годы незавершенное строительство энергетических объектов, определяющее возможные вводы ОПФ в перспективе, находится в неудовлетворительном состоянии (табл. 9). В целом оно уменьшается по отношению к среднегодовой стоимости ОПФ электроэнергетики и стало меньше полностью амортизированных (изношенных) ОПФ.

Наиболее тревожное положение сложилось с ТЭС, на долю которых приходится более половины ОПФ и свыше 3/5 установленной мощности электростанций (см. табл. 1). По ним объем незавершенного строительства составляет менее 2/3 от полностью амортизированных ОПФ и продолжает снижаться. Именно ТЭС являются основой региональных АО-энерго, которые в большей своей части не располагают инвестиционными ресурсами, необходимыми и достаточными даже для компенсации выбытия их ОПФ. Уже в ближайшие годы при условии подъема экономики это может стать сильным сдерживающим фактором в ряде районов страны.

Гипертрофированное незавершенное строительство ГЭС и АЭС, которые имеют федеральный статус, связано с отсутствием инвестиционных средств для окончания недостроенных энергетических объектов. Затянувшееся завершение этих строек потребует резкого увеличения затрат, необходимых для их окончания.

Таблица 7. Ожидаемое выбытие оборудования из-за выработки проектного ресурса (нарастающим итогом).

Выбытие оборудования	2000 г.		2005 г.		2010 г.		2015 г.	
	Млн. кВт	% к 1997 г.*	Млн. кВт	% к 1997 г.*	Млн. кВт	% к 1997 г.*	Млн. кВт	% к 1997 г.*
Всего	52,4	24,3	79,8	37,1	108,4–113,4	50,4–52,7	145,4	67,6
ТЭС**	35,4	26,8	55,0	41,7	75,0–80,0	56,8–60,6	100,0	75,8
ГЭС	17,0	39,0	21,0	48,2	25,0	57,3	30,0	68,8
АЭС	–	–	3,8	17,8	8,4	39,4	15,4	72,3
Электрические сети, тыс. км:								
110 и 220 кВ***	–	–	9,3	2,4	–	–	41,3	10,6
6–10 кВ	–	–	–	–	–	–	865,0	–
0,4 кВ	–	–	–	–	–	–	617,5	–

**См. табл. 1.*

***Только ТЭС общего пользования.*

****На 1 января 1996 г. в эксплуатации было 390,9 тыс. км [34].*

Таблица 8. Динамика ввода ОПФ и освоения капитальных вложений в электроэнергетике, 1991–1998 гг.

	1991 г.	1992 г.	1993 г.	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	Всего
Электростанции турбинные:									
млн. кВт	2,1	0,7	1,4	2,4	1,1	1,3	0,6	0,8	10,4
%	100,0	33,3	66,7	114,3	52,4	61,9	28,6	38,1	
Линии электропередачи 35 кВ и выше:									
тыс. км	-	8,5	7,7	4,6	6,4	5,5	3,3	2,9	39,0
%	-	100,0	90,6	54,1	75,3	64,7	38,8	34,1	
Освоение капитальных вложений:									
млрд. руб.*	6,5	6,33	4,41	2,94	3,06	2,82	2,77	1,98	30,81
%	100,0	97,4	67,8	45,2	47,1	43,4	42,6	30,5	

** В сопоставимых ценах.*

Таблица 9. Состояние основных производственных фондов электроэнергетики в 1996–1997 гг.

Электроэнергетика	Среднегодовая стоимость ОПФ*				ОПФ, полностью амортизированные**				Незавершенное строительство по балансовой стоимости**							
	1996 г.		1997 г.		1996 г.		1997 г.		1996 г.				1997 г.			
	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%	%***	%****	млрд. руб.	%	%***	%****
Всего	690,5	100,0	712,5	100,0	91,6	100,0	101,2	100,0	99,3	100,0	14,4	108,0	95,6	100,0	13,4	94,5
ТЭС	367,4	53,2	383,1	53,8	59,9	65,0	64,6	63,8	38,6	38,9	10,5	64,0	40,8	42,7	10,6	63,2
ГЭС	45,4	6,6	52,3	7,3	2,3	2,0	1,9	1,9	6,1	6,1	13,4	265,0	9,0	9,4	17,1	471,1
АЭС	54,9	8,0	53,2	7,5	2,6	2,0	3,8	3,8	7,4	7,5	13,5	284,0	8,4	8,7	15,7	219,7
Электрические сети	192,7	27,9	189,7	26,6	23,0	25,0	27,0	26,7	45,2	45,5	23,5	196,0	17,4	18,2	9,2	64,4

** В ценах соответствующих лет, рубли деноминированные. Рассчитано по [14].*
*** По состоянию на конец года.*
**** К среднегодовой стоимости ОПФ.*
***** К ОПФ, полностью амортизированным (изношенным).*

Отсутствие согласованности в заделах нового строительства электроэнергетических объектов в обоих рассмотренных случаях неизбежно приводит к потерям в национальной экономике. Они будут многократно выше требующихся инвестиционных затрат и связанных с ними банковских кредитов, даже по высоким процентным ставкам.

В то же время анализ динамики материальных затрат и основных элементов добавленной стоимости за 1991–1997 гг. показывает постоянный рост эффективности работы отрасли в расчете на единицу произведенной энергии (рис. 1). При этом доля амортизации и прибыли как главных собственных источников инвестиций в основной капитал стабильно остается на уровне 65–71 % (рис. 2).

Однако отсутствие контроля за себестоимостью производства энергии и продуманной тарифной политики в условиях огромных неплатежей потребителей электрической и тепловой энергии и большого числа льгот по их оплате, толкает к рекомендациям восстановить отмененную с 1 апреля 1997 г. инвестиционную составляющую в тарифе на электроэнергию «как основной источник капитального строительства энергообъектов без увеличения тарифов на электроэнергию» [33].

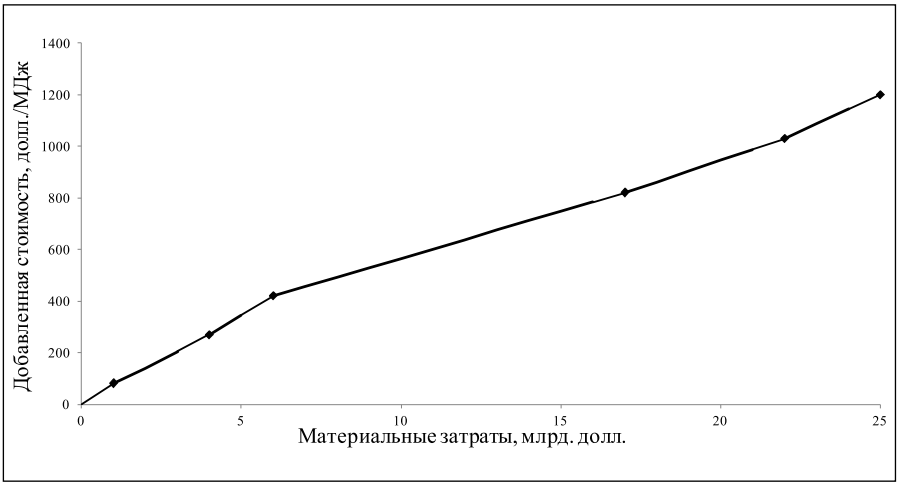


Рисунок 1. Динамика удельной добавленной стоимости и материальных затрат в электроэнергетике России, 1991–1997 гг.

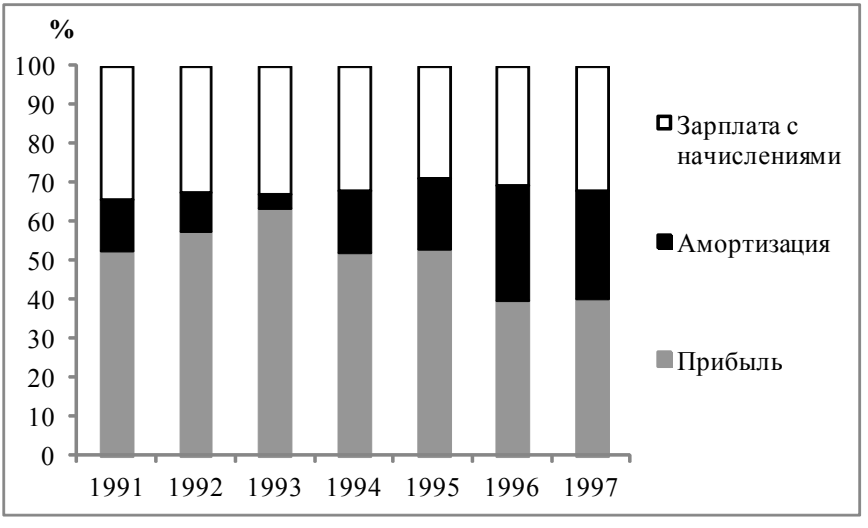


Рисунок 2. Динамика структуры удельной добавленной стоимости по основным элементам в электроэнергетике России, 1991–1997 гг.

Таким образом, вместо наведения жесткого порядка в формировании затрат, поступлении и расходовании средств отрасли, в том числе и на инвестиционные нужды, вновь предлагается паллиатив, искажающий экономический смысл нормативных статей себестои-

мости и цены, предназначенных для обеспечения воспроизводственных процессов. Он приводит к росту себестоимости, а при сохранении уровня тарифа — к снижению прибыли. Появление специальной «инвестиционной составляющей» создает возможность направлять на другие цели средства, которые накапливаются на традиционных статьях — источниках финансирования воспроизводства ОПФ в электроэнергетике.

Резкое сокращение инвестиционных возможностей в условиях перехода от государственного финансирования к строительству за счет собственных средств и привлеченного капитала стало наиболее уязвимой сферой деятельности в электроэнергетике. В настоящее время нагрузка на инвестиционное финансирование отрасли в виде налогов и обязательных платежей составляет более 40 %. При объективно длительных сроках сооружения и реконструкции энергетических объектов это существенно ограничивает привлекательность инвестиционных кредитов.

Недостаток инвестиционных средств, неувязка выбытия основных производственных фондов и незавершенного строительства, ограниченность заделов, отсутствие устойчивых кредитных линий дают основание считать, что в электроэнергетике нет четкой инвестиционной стратегии в условиях новых экономических отношений в отрасли.

Электроэнергетика — естественная монополия — до начала реструктуризации в 1993 г. была отраслью с единым государственным организационно-хозяйственным управлением. Сейчас она в основном состоит из региональных энергокомпаний с собственными экономическими интересами. Нарастающее стремление их к самостоятельности, проявления автаркии постоянно создают опасность потери целостности ЕЭС России и ее преимуществ. Это привело бы к тяжелым последствиям не только для единой электроэнергетической системы в целом, но и для самих региональных энергосистем. Однако сложные имущественные и в ряде случаев противоречивые экономические отношения участников энергетического рынка не создают стимулов и конкретных механизмов к рациональному использованию имеющихся мощностей, выводу из работы низкоэффективных электростанций и поддержанию резервов на достаточном (нормативном) уровне.

Существующая структура акционерного капитала в электроэнергетике, при которой контрольный пакет акций большинства региональных электроэнергетических компаний принадлежит РАО «ЕЭС России», обеспечивает относительно устойчивое энергоснабжение потребителей в течение переходного периода. В то же время в условиях спада спроса заинтересованность АО-энерго в повышенной загрузке своих электростанций, даже с худшими экономическими

показателями, равно как и интерес администраций регионов в поддержании объемов производства «своих» АО-энерго для сохранения налогооблагаемой базы, хотя экономически объяснимы, противостоят снижению среднего тарифа в ЕЭС России.

Анализ деятельности организаций электроэнергетики показывает, что отрасли не удалось решить проблему замены плановой системы управления системой экономических и правовых регуляторов. Поэтому для повышения эффективности использования производственного потенциала электроэнергетики и развития конкурентных отношений была предпринята новая структурная реформа. Ее основные положения были определены в Указе Президента Российской Федерации № 426 от 28 апреля 1997 г. Центральными из них являются:

– реструктуризация отрасли за счет организации на базе всех ТЭС РАО «ЕЭС России» ряда новых генерирующих компаний и создания бесприбыльной организации — оператора оптового рынка для формирования новой системы организации оптовой торговли электроэнергией и мощностью;

– совершенствование ценовой политики и форм государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию при учете различий издержек электроснабжения разных групп потребителей и регионов Российской Федерации;

– повышение эффективности реализации государственных полномочий и государственного регулирования сферы естественной монополии в электроэнергетике на основе совершенствования нормативной правовой базы, особенно на региональном уровне.

Новая реструктуризация электроэнергетики, входящей в ЕЭС России, предусматривает создание в конечном итоге рынка, сформированного по классической теоретической схеме. В соответствии с ней реализация электроэнергии и мощности должна осуществляться на общем рынке на основе единого графика электрической нагрузки. Все производители электроэнергии должны быть выделены в самостоятельные генерирующие компании, а все потребители иметь равный доступ на этот рынок. Все сделки на общем рынке по куплепродаже электроэнергии и мощности должны совершаться под управлением единой электросетевой компании, в составе которой имеется многоуровневая диспетчерская служба. Электросетевая компания должна находиться под государственным контролем и регулированием. Предполагается, что эти перестроения сохранят системную надежность, живучесть и экономичность ЕЭС России, которые были достигнуты к началу 90-х годов.

Однако опыт всех лет российских экономических реформ показал, что они далеки от теоретических схем классического рынка. Целый ряд организационных и экономических факторов, законодательных

положений и норм сдерживает и трансформирует поведение хозяйствующих субъектов на электроэнергетическом рынке. Реальными становятся реакции, существенно отличающиеся от тех, которые представляются естественными и единственно рациональными, с точки зрения классических теоретических построений. В их числе: полная независимость от РАО «ЕЭС России» двух АО-энерго и нескольких электростанций; различные степени контроля над остальными АО-энерго; явно неудачное выделение лучших крупных тепловых электростанций (ГРЭС) в самостоятельные АО-электростанции при относительно успешной работе аналогичных ГРЭС в составе АО-энерго; приобретение оптовым рынком у избыточных энергосистем электроэнергии по стоимости топливной составляющей (до 1 июля 1997 г.) с компенсацией финансовых потерь АО-энерго за счет соответствующего увеличения среднего тарифа для собственных потребителей; вывод крупных потребителей на ФОРЭМ при одновременном увеличении среднего тарифа для всех остающихся потребителей в энергосистеме; перекладывание всех инвестиционных рисков на потребителей электроэнергии и др.

Диспетчерское управление режимами в ЕЭС России осталось не адаптированным к работе в новых экономических условиях. Коммерческая диспетчеризация до сих пор осуществляется на основе физических показателей (относительных приростов условного топлива). Это не отражает действительной стоимости реализуемой электроэнергии, не обеспечивает экономического равноправия участников рынка электроэнергии и мощности. Диспетчерская служба продолжает руководствоваться эксплуатационно-технологическими документами, нормами и критериями, разработанными по методологии и требованиям плановой экономики. В то же время деятельность финансового оператора оптового рынка должна быть прямо связана с результатами преобразований в диспетчировании электроэнергетики. Иначе несогласованность функций, критериев и механизмов действий технологического диспетчера и финансового оператора может привести к дальнейшему снижению экономической эффективности ЕЭС России, надежности электроснабжения и живучести в аварийных режимах, потере ее работоспособности.

Пропускные способности основной электрической сети ЕЭС России существенно ограничены. Организация конкурентного рынка со свободным доступом производителей электроэнергии к электрической сети потребует значительного объема строительства для устранения узких мест в системе передачи электроэнергии. В условиях свободной конкуренции это приведет к увеличению стоимости электроэнергии для конечных потребителей за счет оплаты этих ограничений.

Эффект совместной работы различных энергетических объектов в рамках ЕЭС России является результатом упорядоченных действий входящих в нее хозяйствующих субъектов. В условиях образования многих собственников обязательства по обеспечению надежности и живучести должны быть распределены между ними как непременное требование для работы в составе ЕЭС России. Соответственно должна быть разработана система оплаты за выполнение этих обязательств и финансовых компенсаций при их нарушениях. В первую очередь это относится к обязательствам в отношении обеспечения необходимого оперативного резерва мощности; регулирования частоты и напряжения; координации систем защит и противоаварийного управления. Введение такой взаимосогласованной системы нормативных обязательств должно быть осуществлено в первую очередь.

Таким образом, в настоящее время нет необходимых и достаточных условий для быстрого перехода к свободной конкуренции производителей электроэнергии на оптовом рынке. Сроки реализации реформы должны быть согласованы с необходимым периодом технико-технологических преобразований в ЕЭС России.

Необходимо повысить роль государства в управлении электроэнергетикой. Это может быть обеспечено за счет увеличения государственной собственности, например, путем конвертирования в имущественные права государства превышения кредиторской задолженности АО-энерго перед бюджетом и внебюджетными фондами над дебиторским долгом федеральных структур. Такие возможности есть.

Упрочение контрольных функций государства за деятельностью АО-энерго позволит наряду с образованием независимых генерирующих компаний вернуть электростанции, находящиеся во владении РАО «ЕЭС России», в состав материнских АО-энерго на определенных условиях. В первую очередь это может относиться к тепловым электростанциям, арендуемым АО «Мосэнерго», «Ленэнерго», «Свердловэнерго», «Челябэнерго» и др. Выбор организационно-хозяйственной формы реструктурирования ТЭС должен предусматривать оценку и учет влияния всех возможных рисков на экономическое состояние энергокомпаний. Очевидно, что главным критерием должно быть доказательное обоснование обязательного снижения стоимости электроэнергии в ЕЭС России, возможности инвестирования средств в основной капитал.

Электроэнергетика как инфраструктурная отрасль должна обеспечивать и повышать экономическую и социальную стабильность страны и общества. Преобразования этого естественного монополиста должны иметь необходимые и достаточные обоснования. Иначе они могут стать серьезным тормозом в наметившихся контурах подъема национальной экономики.

Литература

1. Российский статистический ежегодник. М. Госкомстат России, 1996–1998.

2. Обзор показателей топливоиспользования тепловых электростанций акционерных обществ энергетики и электрификации России за 1996, 1997 гг. СПО ОРГРЭС; РАО «ЕЭС России», 1998.

3. Об итогах работы топливно-энергетического комплекса в 1998 году и основных направлениях его деятельности на 1999 год. М.: Минтопэнерго РФ, 1999.

4. Электробаланс народного хозяйства за 1990, 1995, 1996, 1997 гг. М.: Госкомстат России.

5. Дьяков А. Ф. Электроэнергетика России сегодня и завтра // Энергия. 1997. № 9.

6. Топливно-энергетический комплекс России: вчера-сегодня-завтра // Взгляд из 1998 года. М.: Минтопэнерго РФ, 1999.

7. Борисова И. Н., Воронина С. А., Кретинина Ю. С., Ксенофонтов М. Ю., Некрасов А. С. Энергоемкость российской экономики // Проблемы прогнозирования. 1997. № 6.

8. Социально-экономическое положение РФ. 1996-апрель 1999 г. М.: Госкомстат России.

9. Экономическая стратегия в электроэнергетическом комплексе / Под ред. В. И. Эдельмана. М.: НИИ экономики энергетики, 1998.

10. Кучеров Ю. Н. Стратегия развития электроэнергетики России на перспективу до 2010–2015 гг.: Доклад. РАО «ЕЭС России», 1998.

11. Еженедельник «Время М. Н.». 1999. 25 июня.

12. Портрет предприятия: РАО «ЕЭС России» (Ч. 1). РосБизнесКонсалтинг. Рынок ценных бумаг. Март 1999. http://www2.rbc.ru/week/

13. Портрет предприятия: ОАО «Ленэнерго». РосБизнесКонсалтинг. Рынок ценных бумаг. Апрель 1999. http://www2.rbc.ru/week/

14. Наличие и движение основных фондов (средств) и других нефинансовых активов по промышленным предприятиям, состоящим на самостоятельном балансе. М.: Госкомстат России, 1996, 1997, 1998.

15. Промышленность России. М.: Госкомстат России, 1996–1998.

16. Московская правда. 1999. 13 мая.

17. Регионы России. М.: Госкомстат России, 1998.

18. Цены на энергию в экономике России // Проблемы прогнозирования. 1996. № 3.

19. Воронина С. А., Кретинина Ю. С., Некрасов А. С. Цена энергии для населения // Проблемы прогнозирования. 1998. № 6.

20. Постановление Правительства РФ «Об основах ценообразования в отношении электрической энергии, потребляемой населением», № Э-1444 от 8 декабря 1998 г.

21. Statistical Abstracts of the United States 1998, The National Data Book, US Department of Commerce, Bureau of the Census, Washington, DC, 1998.

22. Energy Prices and Taxes, Fourth Quarter, 1998, International Energy Agency, OECD, 1999

23. Российская газета. 1999. 16 апреля.

24. Постановление Правительства РФ № 915 от 10 августа 1998 г

25. Постановление Правительства РФ № 224 от 26 февраля 1999 г.

26. Парламентская газета. 1999. 2 марта.

27. Постановление Правительства РФ № 253 от 3 марта 1999 г.

28. Труд. 1999. 29 мая.

29. Соглашение «О сотрудничестве по стабилизации положения в экономике РФ» // Коммерсантъ. 1999. № 102.

30. Волков Э.П., Баринов В.А. Направления развития электроэнергетики России с учетом долгосрочной перспективы // Электрические станции. 1998. № 7, 8.

31. Топливо и энергетика России: Справочник / Под ред. А.М. Мастепанова. М.: Минтопэнерго РФ, 1998.

32. Образцов С.В., Эдельман В.И. Электроэнергетика России в 1998 году. Основные итоги // Электрические станции 1999. № 5.

33. Рекомендации парламентских слушаний на тему «О перспективах развития электроэнергетики Российской Федерации. Законодательство и практика». Государственная Дума, 20 апреля 1999 г.

34. Файбисович Д.Л., Чоудхури М.Л. Развитие электрических сетей России в 1991–1995 годах // Электрические станции. 1998. № 2.

Электроэнергетика России: экономика и реформирование [13]

Особенности российской электроэнергетики

Электроэнергетика — единственная базовая отрасль экономики, без продукции и услуг которой сегодня не могут нормально существовать население и все секторы экономики России. Это отрасль особого рода: электроэнергию никаким другим видом энергии заменить нельзя. Здесь равно важны и сетевая составляющая (собственно являющаяся естественной монополией), и производство электроэнергии. Если государство ослабит контроль за производством электроэнергии и тепла на длительном переходном этапе развития национальной экономики, то это может обернуться для него невосполнимыми потерями.

Основой российской электроэнергетики является Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) — пространственная технико-технологическая система, создававшаяся десятилетиями, уникальная по своим параметрам и территории обслуживания. Размещение электростанций, их мощность, направление потоков электроэнергии, пропускная способность линий электропередачи определялись нерыночными принципами. В связи с этим электроэнергетика в наименьшей степени, чем другие отрасли промышленности, могла бы безболезненно адаптироваться к рыночным условиям. Тем не менее она в наибольшей степени, чем другие инфраструктурные отрасли, подверглась рыночному реформированию.

[13] Ж. «Проблемы прогнозирования», № 5, 2001. Соавторы: Синяк Ю.В., Узяков М.Н. В подготовке материалов участвовали сотрудники ИНП РАН: И.Н. Борисова, С.А. Воронина, Г.Р. Серебряков, О.А. Филиппова, А.А. Янтовский.

Начавшийся в 1992 г. переход России к рыночной экономике сопровождался реформированием (реструктуризацией) электроэнергетики, созданием акционированных и частично приватизированных электроэнергетических компаний. Было учреждено РАО «ЕЭС России» как компания-холдинг с контрольным пакетом акций у государства, образованы АО-энерго на базе региональных электроэнергетических систем и АО-электростанции. Атомные электростанции вошли в состав государственного предприятия «Росэнергоатом» за исключением Ленинградской АЭС, которая прямо подчиняется Минатому России.

Владение электрическими сетями ЕЭС России, полными или значимыми частями пакетов акций АО-энерго, АО-электростанций и АО «Центральное диспетчерское управление» позволяет РАО «ЕЭС России» контролировать почти 3/4 общей мощности электростанций, около 83% производства и почти 90% распределения электроэнергии в России.

На основе электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, принадлежащих РАО «ЕЭС России», создан федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ), который разделен на 7 тарифных зон (Центр, Северо-Запад, Поволжье, Юг, Урал, Сибирь, Дальний Восток) в соответствии со структурой диспетчерского управления. Участниками ФОРЭМ являются АО-энерго, АО-электростанции, все АЭС, а также небольшое число крупных потребителей. На нем реализуется около 30% производимой в стране электроэнергии, остальная ее часть — на региональных рынках, образованных АО-энерго. Государственное регулирование тарифов на электроэнергию и мощности на ФОРЭМ осуществляется Федеральной энергетической комиссией (ФЭК) РФ. На региональных рынках регулирование тарифов проводят районные энергетические комиссии (РЭК) субъектов Федерации.

Таким образом, в электроэнергетике образовалась новая система имущественных прав и рыночных отношений, что существенно трансформировало условия развития и финансово-экономическую деятельность электроэнергетики. Это проявилось в негативном воздействии на экономичность работы и воспроизводственные возможности отрасли. Произошло ослабление рычагов централизованного контроля, которые не были адекватно заменены необходимой и достаточной системой эффективных механизмов экономического управления естественным монополистом. В результате уже через 5 лет после создания РАО «ЕЭС России» возникла необходимость в проведении новой структурной реформы.

Анализ экономического состояния электроэнергетики

Экономическая эффективность работы. Влияние электроэнергетики на экономическую жизнь страны, несмотря на существенный спад спроса на электроэнергию и тепло в 1999 г. по сравнению

с 1990 г.,[14] в течение всего переходного периода увеличилось. В то же время заметно ухудшились технико-экономические характеристики как отрасли в целом, так и ЕЭС России. Баланс электроэнергии за годы переходного периода претерпел существенную трансформацию (табл. 1).

Таблица 1. Электробаланс России, млрд. кВт.ч.

Статья баланса	1990 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	1999 г./ 1990 г., %
Собственное производство	1082,2	847,2	834,1	827,1	846,2	78,2
Сальдо импорт-экспорт	-8,3	-19,5	-19,7	-18,0	-14,2	170,3
Внутреннее потребление	1073,8	827,7	814,4	809,1	831,7	77,5
собственные нужды электростанций	72,2	61,0	60,8	58,8	58,5	81,0
Отпуск электроэнергии в сеть	1001,7	766,7	753,7	750,3	773,6	77,2
потери в электрических сетях	84,3	84,5	84,4	93,2	96,8	114,9
Конечное потребление:	917,4	682,2	669,3	657,0	676,8	73,8
промышленность	625,9	424,8	421,4	354,3	371,3	59,3
остальные секторы экономики	291,5	257,4	247,8	302,7	305,4	104,8
в том числе население	77,5	99,3	100,1	101,9	106,5	137,4

Экспорт электроэнергии сократился почти в 2 раза, и только за счет резкого уменьшения обмена электроэнергией с сопредельными странами сальдо внешней торговли стабилизировалось в последние годы на уровне 20 млрд. кВт.ч. Отпуск электроэнергии внутренним потребителям страны снизился примерно на 23%, конечным потребителям — более чем на 25%; потери в электрических сетях увеличились с 8,4 до 12,3% и продолжают расти. Это стало одним из факторов роста затрат в отрасли.

В результате на каждые 100 кВт.ч конечного потребления расход электроэнергии в самой электроэнергетике (собственные нужды электростанций и потери в электрических сетях) вырос с 17,1 в 1991 г. до 21,7 кВт.ч в 1997 г. Эта дополнительная нагрузка способствует заметному ценовому давлению на конечных потребителей электроэнергии. Согласно ее стоимостной оценке, в 1997 г. по сравнению с 1991 г. рост среднего тарифа за счет этого фактора составил не менее 0,6 коп/кВт.ч конечного электропотребления.

Основной показатель экономичности — средний удельный расход топлива в целом (на электроэнергию и тепло) — с начала работы электроэнергетики в новых условиях постоянно возрастал. В 1997 г. по срав-

[14] С 1999 г. объем производства электроэнергии начал расти и составил к уровню 1990 г. 78,2 %; в 2000 г. – 81,0; 2001 г. – 83,4 % (прогноз). Напротив, отпуск тепла в системе централизованного теплоснабжения продолжает снижаться: в 1999 г. 67,3 %; в 2000 г. – 66,3 % по сравнению с 1990 г.

нению с 1993 г. он вырос до 102,8 % и практически достиг уровня 1990 г. Соответственно топливная составляющая затрат в неизменных ценах[15] увеличилась за этот период на 11,1 %, причем примерно на 26 % за счет роста удельного расхода топлива и на 74 % — роста цен на топливо для ТЭС. При этом следует иметь в виду, что в структуре топлива, расходуемого на тепловых электростанциях России, преобладающая доля приходится на газ. Следовательно, наибольшее воздействие на рост среднего тарифа на электроэнергию оказывают цены на газ, несмотря на их относительно более медленный темп роста по сравнению с другими видами топлива.

В 1991–1998 гг. существенно ухудшились экономические показатели работы ТЭЦ. В настоящее время примерно 40 % электроэнергии от ТЭЦ вырабатывается по неэкономичному конденсационному режиму (рис. 1).

Рост затрат в электроэнергетике и в первую очередь их топливной составляющей привел к снижению конкурентоспособности тепла, отпускаемого теплофикационным оборудованием электростанций, по сравнению с теплом, получаемым от промышленных котельных. Это потребовало изменения с 1 января 1996 г. методики распределения расхода топлива на тепло и электроэнергию при их комбинированном производстве на теплофикационном оборудовании.

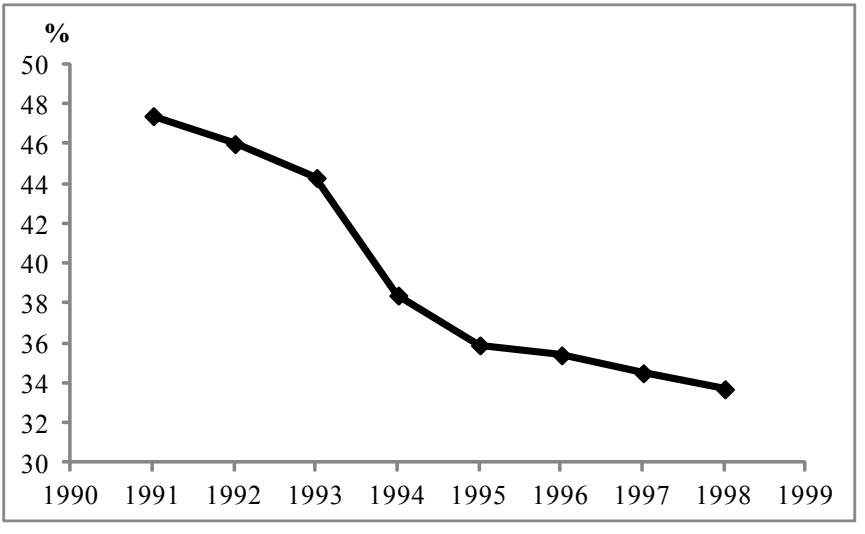


Рисунок 1. Коэффициенты использования установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования электростанций по данным РАО «ЕЭС России».

[15] Здесь и далее все стоимостные показатели приведены в деноминированных рублях.

Переход к новой методике позволил расчетно уменьшить удельный расход условного топлива на отпущенное тепло. Пересчет по этой методике данных за 1995 г. показал, что он сократился в среднем на 15,3 %, в том числе на теплофикационном оборудовании на 17,9 %. Однако при этом удельный расход условного топлива на производство электроэнергии возрос в среднем на 10,7 %, на теплофикационном оборудовании — на 21,1 %.

Проведенное перераспределение расхода топлива на производство тепла и электроэнергии существенно увеличило топливную составляющую в себестоимости производства электроэнергии на ТЭЦ, работающих по комбинированному циклу. Все они входят в состав АО-энерго и являются базовыми поставщиками электроэнергии на региональные розничные рынки. Это означает, что конечные потребители электроэнергии оказались под сильным ценовым давлением со стороны электроэнергетики.

Изменение методики распределения расхода топлива при комбинированном производстве электроэнергии и тепла привело, по оценке за 1997 г., в среднем по электроэнергетике к росту тарифа на электроэнергию на 0,9 коп/кВт.ч, или почти на 4 %. В силу всеобщности электроэнергетического рынка это повышение однозначно отразилось на всех конечных потребителях электроэнергии из-за роста топливной составляющей. Одновременно оно способствовало снижению среднего по электроэнергетике тарифа на тепло примерно на 8,6 %. Однако реальное проявление этого снижения локально — на рынках тепла в системах централизованного теплоснабжения отдельных городов.

Таким образом, для повышения конкурентоспособности предприятий электроэнергетики на рынке тепла, обеспечивающем около четверти объема реализации продукции отрасли, потребовалось усилить ценовое давление на монопольном рынке электроэнергии, на который поставляется более 70 % объема продукции электроэнергетики. Затраты на оплату труда и социальные нужды в электроэнергетике в течение всего рассматриваемого периода росли опережающими темпами по сравнению с производительностью труда. Это происходило, несмотря на сокращение производства энергии. Численность промышленно-производственного персонала, приходящаяся на 1 млн. кВт установленной мощности, возросла за 1991–1997 гг. с 2,6 до 3,8 чел., или на 46 % и продолжает расти. Этого нельзя объяснить ни структурными изменениями в отрасли, ни необходимым увеличением численности ремонтного персонала.

Доля затрат на оплату труда и отчислений на социальные нужды (9,8 %) превысила долю амортизационных отчислений (8,1 %) в суммарных затратах на производство и реализацию продукции электроэнергетики в 1997 г. Если бы удельная численность персонала в электро-

энергетике была сохранена в 1997 г. на уровне 1991 г., то это позволило бы уменьшить средний тариф на электроэнергию на 0,2 коп/кВт.ч.

Другой быстрорастущей компонентой являются прочие затраты. Для сопоставления с 1991 г. из данных за 1997 г. были исключены налоги и отчисления во внебюджетные фонды, выплачиваемые из себестоимости. Анализ показал, что для рассматриваемого периода величина прочих затрат увеличилась почти в 68 раз при росте суммарных затрат на производство и реализацию электроэнергии примерно в 50 раз. Обоснованность такого опережения требует веских аргументов. Относительное превышение этой статьи затрат в 1997 г. по сравнению с 1991 г. может быть оценено в росте среднего тарифа не менее чем 2,2 коп/кВт.ч.

Таким образом, суммарно оцененные выше направления удорожания производства и распределения электроэнергии привели к росту среднего тарифа для конечных потребителей в 1997 г. примерно на 20 % по сравнению с 1991 г.

В последние годы продолжалось ухудшение экономических показателей отрасли. За 1998–2000 гг. резко сократилось сальдо прибылей и убытков электроэнергетики по сравнению с его положительной динамикой в экономике в целом, в том числе в промышленности, после дефолта 1998 г. (табл. 2.) В электроэнергетике постоянно нарастало превышение кредиторской задолженности над дебиторской. За 3 неполных года разрыв увеличился на 12 проц.п. Это подрывает экономическую обстановку в отрасли, угрожает ряду хозяйствующих энергетических субъектов банкротством. Уровень рентабельности электроэнергетики с 14,1 % в 1997 г. снизился до 11,3 % в 1999 г. Наблюдаемая динамика дает основание для критического пересмотра аргументов поведения хозяйствующих субъектов в электроэнергетике.

Тарифная политика. Одним из основных показателей, обобщенно характеризующих экономическое состояние отрасли, является уровень тарифа на электроэнергию и тепло. Средний тариф на электроэнергию в стране к концу 1998 г. достиг 23,9 коп/кВт.ч. В сопоставимых ценах[16] он составил 4,5 коп/кВт.ч, или более чем в 1,4 раза превысил уровень среднего тарифа в декабре 1991 г. За октябрь 1999 г. — ноябрь 2000 г. средний сопоставимый тариф на электроэнергию возрос на 9,8 %. Индексы роста цен на продукцию электроэнергетики и тарифа на электроэнергию для крупной промышленности в этот период постоянно превышали индекс роста цен на продукцию промышленности (рис. 2).

Очевидно, что такой рост тарифов на электроэнергию оказывает существенное давление на экономику России. Причина состоит как в росте цен приобретения электроэнергетикой топлива и других материально-технических ресурсов, так и в ухудшении показателей работы самой отрасли.

[16] Дефлятор — индекс оптовых цен промышленности.

Таблица 2. Сальдо прибылей и убытков в 1998–2000 гг.

	1998 г.	1999 г.		2000 г.	
		первое полугодие	в целом	январь–октябрь	в целом (оценка)
Всего*					
млрд. руб.	-34,6	475,3	576,9	759,2	–
млрд. долл.	-3,6	16,7	23,5	26,9	–
%	–	71,1	100,0	114,5	–
Промышленность					
млрд. руб.	-4,7	349,5	427,9	535,9	–
млрд. долл.	-0,5	12,3	17,4	19	–
%	–	70,7	100,0	109,2	–
Электроэнергетика					
млрд. руб.	20,7	16,7	26,1	21,5	28,2
млрд. долл.	2,2	0,6	1,1	1,0	1,1
%	200,0	54,5	100,0	90,9	100,0

** Без субъектов малого предпринимательства.*

За этот период индекс роста тарифа на электроэнергию для населения практически постоянно превышал индекс роста потребительских цен (рис. 3). При этом уровень тарифа на электроэнергию для населения по отношению к тарифу для крупной промышленности вырос с 56,4% (ноябрь 1999 г.) до 63,7% (ноябрь 2000 г.), что существенно увеличило нагрузку на бюджеты домохозяйств.

Анализ показал, что пока нет механизмов регулирования цен и тарифов, отвечающих интересам национальной экономики. Так, нет взаимосогласования уровней цен на топливо для электроэнергетики (мазут — остаточный продукт нефтепереработки дороже нефти; природный газ дешевле энергетического угля и т. п.). Это прямо влияет на уровень средних тарифов на тепло и электроэнергию в стране. Отсутствуют и механизмы регулирования обоснованных уровней рентабельности субъектов электроэнергетики — естественных монополистов.

Согласно порядку, принятому на ФОРЭМ, прием электроэнергии осуществляется по регламентированным ценам для каждого поставщика, а отпуск покупателю из сетей РАО «ЕЭС России» — по единому тарифу, определяемому отдельно для каждой из 7 энергозон. По такой схеме ФЭК России на оптовом рынке электроэнергии и % мощности вместо тарифа на услугу по пропуску электроэнергии по сети устанавливает монопольно высокие цены, а доступ дешевой электроэнер-

гии к покупателю блокируется. В результате хозяйствующие энергетические субъекты, имеющие возможность поставлять дополнительные объемы электроэнергии, не заинтересованы в их реализации потребителям, испытывающим в них дефицит.

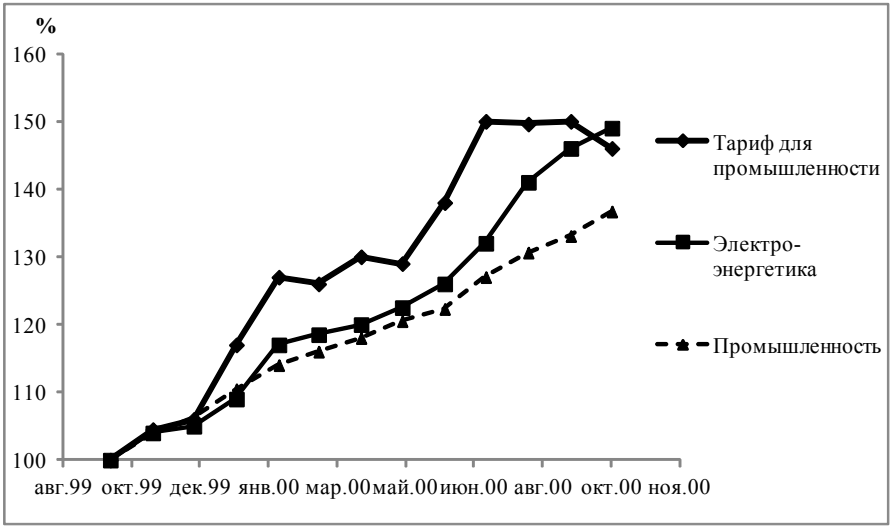


Рисунок 2. Динамика цен и тарифа на электроэнергию для крупной промышленности в 1999 и 2000 гг.

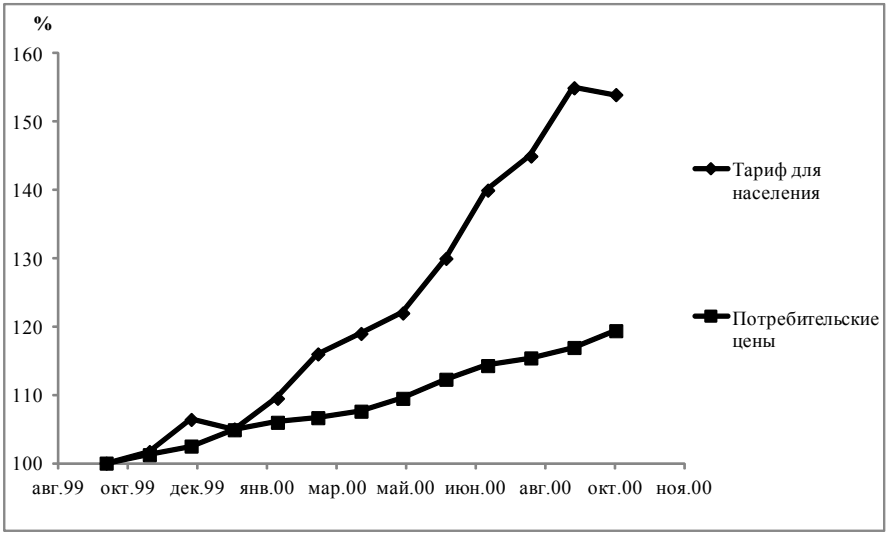


Рисунок 3. Динамика потребительских цен и тарифов на электроэнергию для населения в 1999 и 2000 гг.

Не отвечают интересам национальной экономики и установившиеся в регионах различия в средних тарифах для собственных потребителей. ЕЭС России, в границах которой оперирует ФОРЭМ, практически разделена на 3 изолированно работающие части: ОЭС Востока, т.е. энергосистемы Приморья и Приамурья и южный, Нерюнгринский узел, энергосистемы Республики Саха (Якутия); большая часть ОЭС Сибири от Читы до Новосибирска и Барнаула; Европейско-Уральская часть, т.е. районы Северо-Запада, Центра, Волги, Юга, Урала и западная часть ОЭС Сибири. Средний тариф на электроэнергию в 1997 г. составил в Европейско-Уральской зоне 105,6 %, в Сибири — 66,4 %, на Дальнем Востоке — 177,9 % по сравнению со средним тарифом по России в целом.

В результате 85 % валового регионального продукта (ВРП) производится при тарифах на электроэнергию, значительно больших, чем средний по России. В то же время *дешевая электроэнергия Сибири обеспечивает производство электроемкой продукции, вывозимой из страны*. В этих условиях тарифы на электроэнергию, сформированные по затратному принципу, не компенсируют стране экономических потерь.

Рефреном в течение всех лет перестройки российской экономики стало утверждение о перекрестном субсидировании: население получает электроэнергию по низким тарифам за счет повышенных тарифов для промышленности. В то же время соотношение этих тарифов относительно медленно растет за счет более высоких темпов роста тарифа для населения (см. рис. 3). В декабре 1999 г. тариф для крупных промышленных потребителей достиг 30,71 коп/кВт.ч, превысив тариф для населения в 1,73 раза, а в октябре 2000 г. разрыв сократился до 1,5 раза. Однако при таком тарифе примерно 40–45 % всей электроэнергии, потребленной промышленностью России в 1999 г., было затрачено на производство экспортной продукции.

Тариф на электроэнергию для отечественной промышленности, пересчитанный в центы по официальному курсу, в 1999 г. был в 3,4 раза ниже аналогичного показателя для США, а по отношению к другим развитым странам разрыв был еще больше. Относительно низкая величина этого тарифа пока позволяет производить продукцию конкурентоспособную на мировом рынке, а иногда и использовать демпинговые цены. В этих условиях необходим тщательный межотраслевой анализ его влияния на экономичность российской продукции, предназначенной для потребления в стране и идущей на экспорт.

При обсуждении проблемы перекрестного субсидирования за образец «правильных» соотношений тарифов принимаются условия 1990–1991 гг. Однако не учитывается, что производитель электроэнергии рассматривает уровень тарифа для населения с позиций динамики оптовых цен промышленности, тогда как населением он оценивается на основе изменений потребительских цен и своего дохода. Если при-

нять во внимание, что тариф для населения является социально значимым, и оценивать его по динамике индекса потребительских цен, то окажется, что в 1997 г. тариф на электроэнергию для населения (7,5 коп/кВт.ч) заметно превышал тариф в 1991 г. (4,0 коп/кВт.ч). Такая тенденция наблюдается и в последние годы.

Для обоснования необходимости повышения тарифа для населения нередко используется аргумент о его низком уровне по сравнению с аналогичными тарифами за рубежом, в первую очередь в США. Однако более корректно сравнение не тарифов, а покупательной способности среднедушевого дохода по электроэнергии, которое демонстрирует принципиальные различия (табл. 3).

Таблица 3. Покупательная способность месячного душевого дохода по электроэнергии в России и США в 1993–1999 гг.

Год	Средний тариф для домохозяйств*		Покупательная способность, тыс. кВт.ч/чел. мес		Россия/США, %
	Россия**, коп/кВт.ч	США, цент/кВт.ч	Россия**	США	
1993	0,60	8,34	20,12	21,36	94,2
1994	2,68	8,40	14,73	22,04	66,8
1995	8,08	8,41	8,87	23,16	38,3
1996	12,08	8,39	8,28	24,29	34,1
1997	15,66	8,43	8,04	25,28	31,8
1998	21,10	8,26	7,36	26,60	27,7
1999	17,72	8,14	8,79	31,91	27,5

** В текущих ценах.*

*** Декабрь.*

Средний тариф для населения в России с 1997 г. возрастал. В США он сохранялся достаточно стабильным с малой амплитудой колебаний. Среднемесячный душевой доход населения в России в течение декабря 1993 — декабря 1998 г. устойчиво снижался[17], а в США — возрастал. В результате покупательная способность среднедушевого дохода по электроэнергии в России стремительно падала, а в США — росла. Если в 1993 г. соотношение дохода и тарифа обеспечивало двум странам близкую покупательную способность по электроэнергии (Россия/США — 94,2 %), то уже в 1999 г. это соотношение снизилось до 27,5 %. Для достижения уровня США покупательной способности среднедушевого дохода по электроэнергии в России в декабре 1999 г. он должен был быть выше в 3,6 раза. Иными словами, при нынешнем уровне душевого дохода

[17] Отметим, что в России в декабре каждого года имеет место заметное превышение среднедушевого дохода над его динамикой за предыдущие месяцы года. Это связано с различными выплатами занятым в национальной экономике по годовым итогам.

в России тариф для населения в 3,6 раза завышен по сравнению с США. Несостоятельность прямого сравнения уровней тарифа несомненна.

Очевидно, что обоснованную оценку уровня тарифа для населения в России можно получить путем сравнения доли платы за электроэнергию в доходах домашних хозяйств ряда стран. Для этого сначала необходимо пересчитать тарифы для населения России в единую валюту. В табл. 4 приведены расчетные тарифы для России в центах по официальному валютному курсу (ОВК) и паритету покупательной способности (ППС) валют[18]. В отличие от России в рассматриваемых зарубежных странах тарифы для домашних хозяйств в течение 90-х годов изменялись медленно. При этом наблюдался рост душевых доходов населения и потребления электроэнергии в домашних хозяйствах.

Таблица 4. Тарифы на электроэнергию для населения ряда стран в 1993–2000 гг., цент/кВт.ч.

Страна	1993 г.	1995 г.	1996 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
Россия						
по ОВК	0,47	1,74	2,17	1,05	0,72	1,37
по ППС	4,1	5,2	5,5	7,2	3,6	5,5
ППС, руб./долл.	0,15	1,57	2,21	2,92	4,97	6,91
ОЭСР	10,0	10,8	10,8	10,6	9,5	–
США	8,3	8,4	8,4	8,3	8,1	–
Германия	13,0	14,4	13,4	14,0	н.д.	–
Польша	9,3	13,2	12,9	12,6	13,1	–
Испания	18,8	19,9	19,5	17,9	17,3	–
Турция	17,2	15,5	15,5	16,7	17,9	–

Примечание. Данные: по зарубежным странам из «Energy Prices and Taxes». Quarterly Statistics, 2 Quarter, 2000, IEA, OECD.

Прямое сравнение тарифов по странам даже с учетом ППС не отражает нагрузки платы за электроэнергию на доходы населения. Согласно статистическим данным, годовой доход на душу населения в России в 1999 г. был равен примерно 18,7 тыс. руб./чел., или 760 долл./чел. при среднегодовом ОВК 24,61 руб./долл., при расчете по ППС — 3762 долл./чел. Для сравнения: душевой доход в США в 1998 г. составил 26,36 тыс. долл./чел. Следовательно, доходы различались более чем в 7 раз, тогда как тарифы на электроэнергию в 1999 г. — всего в 3 раза. Для других стран (Польша, Испания, Турция) имеет место обратное соотношение с Россией: доходы различаются в 1,5–2,0 раза, а тарифы в 2–4 раза.

[18] ППС валют исчисляется на основе соотношений внутренних цен. В таблице использован ППС по ВВП — расчет А. Белоусова.

При среднедушевом потреблении электроэнергии населением в 1999 г., равном 728 кВт.ч, его оплата составляла 26,2 долл. в год (с учетом ППС). При среднем доходе 3762 долл./чел. это равно 0,5 %. В США потребление электроэнергии на нужды населения в 1998 г. достигало 4154 кВт.ч/чел. (в 5,7 раза больше, чем в России), или 343 долл./год, т.е. 1,3 % душевого дохода. Таким образом, доля в среднедушевом годовом доходе затрат российского населения на оплату электроэнергии в 1999 г. была почти вдвое ниже, чем в США. Однако в 2000 г. произошел резкий рост тарифов на электроэнергию для населения. В конце 2000 г. (октябрь) население оплачивало электроэнергию по 37,85 коп/кВт.ч, или 1,37 цент/кВт.ч (по валютному курсу в октябре 27,8 руб./долл.). С учетом ППС тариф был равен 5,5 цент/кВт.ч. В результате уже в октябре 2000 г. плата за электроэнергию возросла в доходах населения до 1,1 %, т.е. вплотную приблизилась к уровню США (при многократно более низком уровне электропотребления). Это значит, что нынешний тариф для российского населения по отношению к его среднедушевому доходу, в 7 раз более низкому, чем в США, сильно завышен.

Экономически обоснованно рассматривать не только прямое, но и косвенное влияние на бюджеты населения уровня тарифов на электро- и теплоэнергию. Как видно из табл. 5, самые высокие цены приобретения энергии имеют место в сфере обслуживания населения.

В то же время существуют группы населения, пользующиеся льготами. Поэтому фактический тариф для всего населения несколько меньше вышеприведенных значений. Однако компенсация «выпадающих» доходов производителей электроэнергии законодательно не предусмотрена ни на федеральном, ни на региональном уровне. По существу, тарифы промышленности и других категорий потребителей электроэнергии являются источниками субсидирования льгот по оплате электроэнергии части населения России[19].

Главный недостаток тарифной политики в электроэнергетике — ее несоответствие задачам и возможностям роста национальной экономики России. Ранее в Советском Союзе поддержание относительно низких тарифов на электроэнергию и тепло служило инструментом компенсации повышенной энергоемкости производства продукции и услуг. Ликвидация этого ценового демпфера в переходной экономике России стала одной из причин роста цен и накопления неплатежей, в первую очередь в самой электроэнергетике.

[19] В исключительных случаях правительство РФ выделяло разовые целевые субсидии для субъектов РФ на Дальнем Востоке и Европейском Севере для покрытия разрывов между сложившейся себестоимостью производства электроэнергии в соответствующих АО-энерго и фактическими тарифами для потребителей.

Таблица 5. Балансы электро- и теплоэнергии централизованного теплоснабжения и их стоимостная оценка, 1998 г.*

Статьи баланса	Электроэнергия			Теплоэнергия		
	млрд. кВт.ч	млрд. руб.	руб./ МВт.ч	млн. Гкал	млрд. руб.	руб./ Гкал
Производство энергии	827,1	134,4	162,4	1453,8	144,8	99,6
Сальдо экспорта-импорта	18,0	4,2	235,4			
Энергоресурсы для РФ	809,1	192,3	237,7	1453,8	136,4	93,8
Потребление энергетического сектора	249,0	61,1	245,3	190,8	19,0	99,8
На производство и транспорт всех видов энергоресурсов	155,8	38,3	245,9	126,2	12,6	100,0
Потери при распределении	93,2	22,8	244,4	64,6**	6,4**	99,5
Конечное потребление	560,1	131,2	234,3	1263,0	117,4	92,9
Промышленность и строительство	284,4	67,8	238,5	468,6	49,3	105,2
Транспорт	42,1	11,8	279,0	28,1	3,0	106,5
Сельское хозяйство (производство)	38,4	6,7	174,0	47,1	5,3	112,3
Социальные нужды	134,6	23,5	174,8	637,2	50,7	79,5
Коммунальные и общественные нужды	32,7	11,6	354,0	153,4	16,3	106,5
Население	101,9	12,0	117,3	483,8	34,4***	71,0***
Прочие	60,7	21,5	354,0	82,0	8,7	106,5

** Оценка выполнена по данным Госкомстата России.*

*** По данным Госкомстата России потери тепла составляют 4,4%. Это не соответствует «Концепции РАО «ЕЭС России» технической и организационно-экономической политики в области теплофикации и централизованного теплоснабжения» (М., 1997 г.) признающей 20-процентные потери тепла в системах теплоснабжения РАО «ЕЭС России». В докладе министра энергетики РФ на парламентских слушаниях в Государственной думе Федерального собрания РФ 17 октября 2000 г. потери тепла в муниципальных сетях теплоснабжения оценены до 30%.*

**** Без учета субсидий из бюджетов всех уровней.*

Состояние основных фондов. Центральным вопросом, жизненно важным для развития электроэнергетики России, является состояние основных производственных фондов (ОПФ) отрасли. По оценкам, до 2010 г. ускорятся активное физическое и моральное старение ОПФ и выработка предельного эксплуатационного ресурса энергетического оборудования. Это требует заблаговременного наращивания заделов,

так как сроки нового строительства электростанций могут намного превышать 5–7 лет, а их модернизация продолжается от 2 до 5 лет. В то же время ввод в действие новых ОПФ в течение 90-х годов был крайне мал, а освоение капитальных вложений в электроэнергетике быстро сокращалось.

Нарастание износа ОПФ отрасли происходит достаточно быстро. Скорость старения оборудования в электроэнергетике за годы переходной экономики выше, чем в промышленности и топливных отраслях в целом. Особенно неблагоприятно положение тепловых электростанций (ТЭС) и электрических сетей, где высока доля полностью амортизированных (изношенных) основных фондов.

Незавершенное строительство энергетических объектов, определяющее возможные вводы ОПФ в перспективе, находится в неудовлетворительном состоянии. Наиболее тревожное положение сложилось с ТЭС, на долю которых приходится более половины ОПФ и свыше 3/5 установленной мощности электростанций. Объем незавершенного строительства на них составляет менее 2/3 полностью амортизированных ОПФ и продолжает снижаться. Именно ТЭС являются основой региональных АО-энерго, которые в большей своей части не располагают инвестиционными ресурсами, необходимыми и достаточными даже для компенсации выбытия их ОПФ. В условиях подъема экономики это может стать сильным сдерживающим фактором в ряде районов страны. Объемы незавершенного строительства ГЭС и АЭС, которые имеют федеральный статус, кратно превышают износ ОПФ этих видов генерирующих мощностей. Это связано с отсутствием инвестиционных средств для окончания недостроенных энергетических объектов.

В то же время анализ финансовых вложений в электроэнергетику за 1992–1999 гг. показывает, что динамика и распределение их по направлениям претерпели существенные изменения. По данным Госкомстата России, инвестиции в основной капитал электроэнергетики до 1997 г. постоянно возрастали. В 1998 г., неблагоприятном для экономики из-за дефолта, они сократились почти вдвое и в 1999 г. в долларовом выражении еще в 2,2 раза (рис. 4). В то же время, инвестиции в основной капитал отраслей экономики и промышленности в 1999 г. в долларовом выражении уменьшились по сравнению с 1998 г. менее чем в 1,6 и 1,4 раза.

Неблагоприятное для электроэнергетики снижение инвестиций в основной капитал отрасли в конце 90-х годов тем не менее сопровождалось наращиванием долгосрочных и краткосрочных финансовых вложений. По данным Госкомстата России, особенно активный их рост в текущих ценах и долларовом выражении произошел в 1999 г.

Нарастание отвлекаемой значительной части финансовых средств в операции, не связанные с поддержанием инвестиционной про-

граммы электроэнергетики, требует веских обоснований в условиях обостряющегося дефицита капитальных вложений в отрасль.

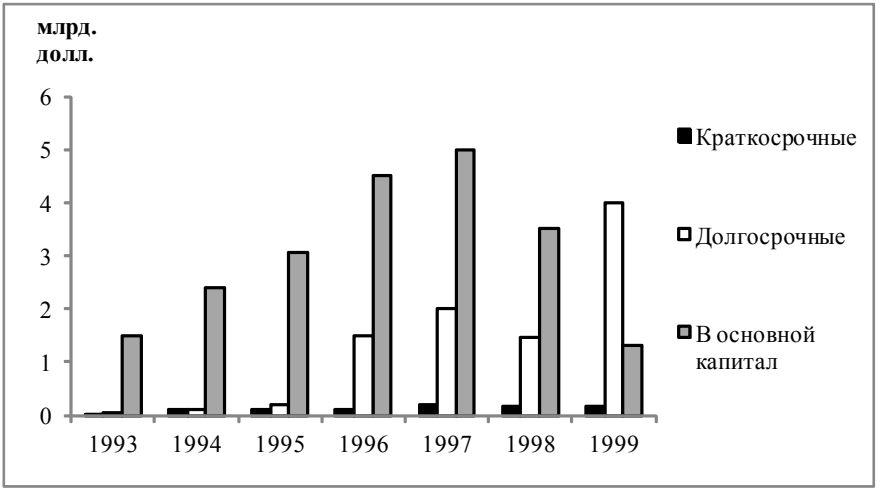


Рисунок 4. Динамика финансовых вложений в электроэнергетику.

Амортизационная составляющая затрат в прошлом — один из главных источников средств на воспроизводство ОПФ — в силу ряда непродуманных экономических действий сократилась до объемов, ниже необходимых для реновации объектов электроэнергетики. Отсутствие четко регламентированной системы переоценки ОПФ, быстрое старение оборудования электростанций и сетей, высокая (2-процентная) ставка налога на имущество в настоящее время стимулируют энергокомпании к занижению своих основных производственных фондов. Соответственно снижается величина годовых амортизационных отчислений, которая сегодня явно недостаточна для предотвращения старения оборудования предприятий электроэнергетики.

Восстановление прежней роли амортизационных отчислений в воспроизводственном процессе потребует существенного сокращения других статей затрат и, возможно, некоторых налогов. В противном случае рост амортизационной составляющей затрат при относительно низкой рентабельности электроэнергетики явится импульсом роста тарифов на электроэнергию и тепло.

О концепции реструктуризации электроэнергетики

Современное техническое и экономическое состояние российской электроэнергетики, несомненно, требует разработки путей вывода ее из кризиса. Анализ показывает, что после серии начальных структур-

ных преобразований, создания РАО «ЕЭС России» и ФОРЭМ не удалось перейти к управлению и развитию отрасли на основе экономических и правовых регуляторов. Поэтому для повышения эффективности использования производственного потенциала электроэнергетики и развития рыночных отношений в 1997 г. принято решение о новой структурной реформе.

Ее основные положения были определены в Указе Президента Российской Федерации от 28 апреля 1997 г. В нем предусматривалась реструктуризация отрасли за счет организации ряда новых генерирующих компаний на базе всех ТЭС РАО «ЕЭС России» и создания бесприбыльной организации — оператора оптового рынка для формирования новой системы организации торговли электроэнергией и мощностью. Намечалось продолжить совершенствование ценовой политики и форм государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию с учетом различий в издержках электроснабжения разных групп потребителей и регионов РФ. Акцентировалось внимание на повышении эффективности реализации государственных полномочий и государственного регулирования сферы естественной монополии в электроэнергетике на основе совершенствования нормативной правовой базы, особенно на региональном уровне. В соответствии с этими положениями в Указе предполагалось осуществить структурные и организационные преобразования в электроэнергетике, предусматривавшие системную надежность и экономичность ЕЭС России, которые были достигнуты к началу 90-х годов. Однако работы по реализации положений этого Указа вскоре были приостановлены.

Началом нового этапа подготовки правительственных и авторских документов по структурному реформированию электроэнергетики явился разработанный РАО «ЕЭС России» проект реструктуризации электроэнергетики. В декабре 2000 г. Минэкономразвития РФ совместно с заинтересованными органами исполнительной власти подготовило и представило правительству РФ пакет документов «Об основных направлениях и принципах структурных реформ в электроэнергетике» (далее Основные направления).

Основные положения концепции. Большая часть основополагающих принципов, сформулированных в этом документе, отвечает логике экономической работы в такой сложной отрасли, как электроэнергетика. В то же время ряд базовых положений, по существу определяющих организационный, экономический и технологический облик обновляемой электроэнергетики, аргументирован недостаточно и требует углубленной проработки.

Общая цель реформирования электроэнергетики — снижение затрат, повышение эффективности производства и потребления

электроэнергии. Они должны обеспечить энергетическую безопасность страны, предотвратить возможности возникновения энергетического кризиса, способствовать повышению конкурентоспособности российской экономики. В качестве средства для выполнения этих задач предлагается создать и развить в отрасли конкурентный рынок частных производителей электроэнергии. В связи с этим холдинг РАО «ЕЭС России» должен быть разделен на ряд независимых компаний:

— единую национальную сеть (все системообразующие и межсистемные связи на территории страны), функционирующую под управлением РАО «ЕЭС России». Предлагается повысить долю государства в активах этой компании до 75 %;

— единую систему оперативно-диспетчерского управления на базе ЦДУ и ОДУ РАО «ЕЭС России»;

— генерирующие компании на базе тепловых электростанций РАО «ЕЭС России» и региональных энергокомпаний с преимущественной долей ТЭЦ. Атомные электростанции (не входят в холдинг) сохраняют свой независимый статус;

— компании, состоящие из ГЭС, выделяются из холдинга РАО «ЕЭС России» после формирования рыночной системы регулирования отрасли;

— региональные распределительные компании на основе реструктурированных АО-энерго;

— возможно создание компаний муниципальных электрических сетей;

— возможно образование в перспективе межрегиональных распределительных компаний;

— возможно создание муниципальных теплоснабжающих компаний за счет объединения тепловых сетей, принадлежащих холдингу РАО «ЕЭС России» с муниципальными тепловыми сетями.

По мере приведения в товарный вид генерирующих компаний, намечаемых к приватизации, предусматриваются эмиссии их акций, а затем и продажа блокирующих пакетов вплоть до полного перехода к частным инвесторам. Параллельно создается коммерческая инфраструктура оптового рынка. Предполагается возможность образования сбытовых компаний, покупающих энергию с целью перепродажи.

В то же время диспетчерское управление режимами в ЕЭС России до сих пор осуществляется на основе физических показателей (относительных приростов условного топлива). Это не отражает действительной стоимости реализуемой электроэнергии, не обеспечивает экономического равноправия участников рынка электроэнергии и мощности. Диспетчерская служба продолжает во многом руководствоваться эксплуатационно-технологическими документами, нор-

мами и критериями, разработанными по методологии и требованиям плановой экономики.

Деятельность финансового оператора оптового рынка должна быть прямо связана с результатами преобразований в диспетчеризации электроэнергетики. Иначе несогласованность функций, критериев и механизмов действий технологического диспетчера и финансового оператора может привести к дальнейшему снижению экономической эффективности ЕЭС России, надежности электроснабжения и живучести в аварийных режимах, к потере ее работоспособности.

Пропускные способности основной электрической сети ЕЭС России существенно ограничены. Организация конкурентного рынка со свободным доступом производителей электроэнергии к электрической сети потребует значительного объема строительства для устранения узких мест в системе передачи электроэнергии. В условиях свободной конкуренции это приведет к увеличению стоимости электроэнергии для конечных потребителей за счет оплаты возникающих ограничений.

В рассматриваемой концепции реструктуризации не содержится необходимых и достаточных условий перехода к свободной конкуренции производителей электроэнергии на оптовом рынке. По нашему мнению, обоснование предлагаемого коренного преобразования отрасли должно:

— основываться на полномасштабной разработке и сопоставлении альтернативных вариантов, отвечающих общим целям реформирования электроэнергетики;

— содержать обоснованные доказательства положительных изменений в надежности электро- и теплоснабжения и повышении экономической эффективности электроэнергетики;

— опираться на результаты обоснованных оценок по широкому кругу вопросов, которые могут влиять на выбор варианта реформирования электроэнергетики.

Эффект совместной работы различных энергетических объектов в рамках ЕЭС России является результатом упорядоченных действий входящих в нее хозяйствующих субъектов. В условиях образования многих собственников обязательства по обеспечению надежности и живучести должны быть распределены между ними как непременное требование работы в составе ЕЭС России. Соответственно должна быть разработана система оплаты за выполнение этих обязательств и финансовых компенсаций при их нарушениях. В первую очередь это относится к обязательствам по обеспечению необходимого оперативного резерва мощности; регулированию частоты и напряжения; координации систем защит и противоаварийного управления. Введение такой взаимосогласованной системы нормативных обязательств явится первым шагом в создании конкурентного рынка.

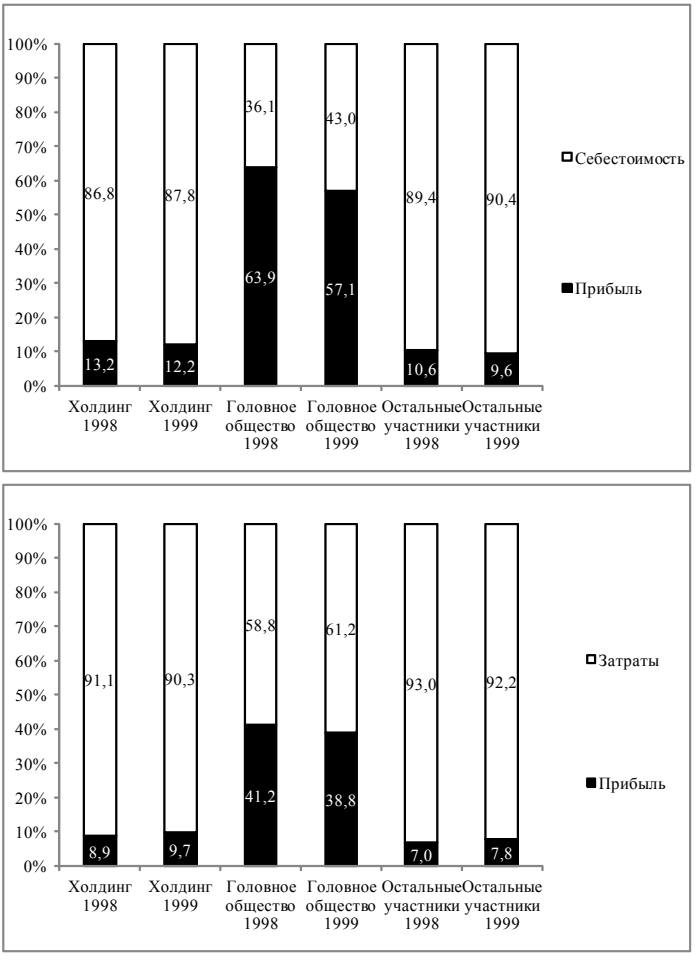


Рисунок 5. Структура доходов РАО «ЕЭС России».

Экономическое состояние участников холдинга РАО «ЕЭС России». В Основных направлениях рассмотрен только один вариант реформирования электроэнергетики, согласованнный с Минэкономразвития РФ. Другие, альтернативные предложения отсутствуют. Можно предположить, что приверженность РАО «ЕЭС России» такому безальтернативному варианту реструктуризации электроэнергетики является частично отражением экономической ситуации, сложившейся в холдинге.

Анализ экономической деятельности холдинга РАО «ЕЭС России» за 1998–1999 гг. выявляет в нем две сложившиеся группы участни-

ков, имеющих противоположные результаты (табл. 6 и рис. 5). Головное общество РАО «ЕЭС России» (далее — головное общество) имело прибыль, вырученную от реализации продукции, существенно превышающую ее себестоимость. В результате рентабельность, исчисленная как отношение прибыли к себестоимости, достигла 177,1 % в 1998 г. и 132,8 % в 1999 г. и была одной из самых высоких в экономике России.

Напротив, остальные участники холдинга имели стагнирующие показатели экономической работы: себестоимость росла, прибыль падала, рентабельность сокращалась (с 11,8 % в 1998 г. до 10,7 % в 1999 г.). Аналогичны результаты всей финансовой деятельности.

В выручке холдинга РАО «ЕЭС России» доля головного общества составляет всего около 5 %, тогда как в прибыли — 18,1–25,2 % (табл. 7). Кредиторская задолженность головного общества вдвое ниже дебиторской, поэтому оно глубоко заинтересовано в получении долгов с потребителей. У остальных участников, наоборот, устойчиво нарастает превышение кредиторской задолженности над дебиторской. Только за год оно выросло на 6 проц. п. Это опасная тенденция, ведущая ряд участников холдинга к банкротству.

Таблица 6. Показатели деятельности РАО «ЕЭС России» в 1998 и 1999 гг.

Показатель	1998 г.						1999 г.					
	Холдинг		В том числе:				Холдинг		В том числе:			
			головное общество		остальные участники				головное общество		остальные участники	
	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%
Реализованная продукция												
Выручка	221,1	100,0	10,8	100,0	210,3	100,0	247,5	100,0	13,3	100,0	234,2	100,0
Себестоимость	192,0	86,8	3,9	36,1	188,1	89,4	217,3	87,8	5,7	43,0	211,6	90,4
Прибыль	29,1	13,2	6,9	63,9	22,2	10,6	30,2	12,2	7,6	57,1	22,6	9,6
Рентабельность, %	15,2		177,1		11,8		13,9		132,8		10,7	
Хозяйственная деятельность												
Доходы	240,4	100,0	12,8	100,0	227,6	100,0	284,6	100,0	17,0	100,0	267,6	100,0
Затраты	219,1	91,1	7,6	58,8	211,5	93,0	257,1	90,3	10,4	61,2	246,7	92,2
Прибыль	21,3	8,9	5,2	41,2	16,1	7,0	27,5	9,7	6,6	38,8	20,9	7,8
Рентабельность, %	9,7		70,1		7,6		10,7		63,4		8,5	

Примечание: по данным РАО «ЕЭС России» об отгруженной продукции, не проверенным аудитором.

Таблица 7. Доля головного общества в показателях холдинга РАО «ЕЭС России», принятых за 100%.

Показатель	Продукция			
	отгруженная		оплаченная	
	1998 г.	1999 г.	1998 г.	1999 г.
Выручка	4,9	5,4	3,7	5,0
Себестоимость	2,0	2,6	1,6	2,6
Прибыль	23,7	25,2	18,1	21,0

Таким образом, по предложенной схеме реформирования от холдинга РАО «ЕЭС России» отсекаются экономически малоэффективные звенья электроэнергетики. Им предлагается самостоятельно решать задачу экономического выживания.

Следует иметь в виду, что разделение холдинга РАО «ЕЭС России» на части одновременно приводит к ликвидации организации, осуществляющей контроль за большей частью электроэнергетики и управление ею. В этой связи должны быть оценены все риски возможных последствий такого шага.

Оценка экономической эффективности регулируемого и конкурентного рынков. Оценка экономических преимуществ конкурентного рынка — принципиально важный аргумент обоснования необходимости реструктуризации электроэнергетики. Для потребителей электроэнергии принципиальным показателем является уровень тарифа на отпускаемую электроэнергию. Именно с этой позиции и следует сопоставлять регулируемый и конкурентный рынки. В Основных направлениях с этой целью выполнены расчеты влияния конкуренции на отпускную цену электроэнергии. Они показывают, что по сравнению со средней ценой 1,2 цент/кВт.ч в 2000 г. отпускная цена к 2005 г. должна возрасти до 2,5 цент/кВт.ч на регулируемом и 2,7 цент/кВт.ч на конкурентном рынках. Таким образом, регулируемый рынок оказывается экономически более предпочтительным в течение ближайшего пятилетия. Однако учитывая фактор неопределенности в перспективных расчетах такого рода, можно считать, что эти уровни цен близки.

Следовательно, экономические преимущества предлагаемой схемы создания конкурентного рынка быстро не проявятся. Вместе с тем намечаемые организационные перестроения могут привести к временной потере управляемости отдельными частями электроэнергетики и, несомненно, потребуют определенных дополнительных затрат, объем которых не оценен.

Не оценены также риски предлагаемых структурных перестроек топливоснабжения тепловых электростанций и перевод части их с газа на уголь. В результате могут возникнуть проблемы с устойчивым электроснабжением экономики. Однако защитные меры не предложены.

В пятилетии 2006–2010 гг. ожидается, что на регулируемом рынке потребуется увеличить отпускную цену электроэнергии до 3,5 цент/кВт.ч. Напротив, на конкурентном рынке в силу проявляющихся преимуществ цена электроэнергии возрастет незначительно, до 2,8–3,0 цент/кВт.ч. Но, во-первых, одновременно возрастет и неопределенность расчетов, что сближает полученные значения цены; во-вторых, выполненная оценка значимости для экономики России разрыва ожидаемой цены электроэнергии на регулируемом и конкурентном рынках не должна превышать 0,5–0,7 цент/кВт.ч, или разниться максимум в 1,25 раза.

Для оценки адаптационных возможностей национальной экономики в качестве аналога можно использовать оценку роста среднего тарифа для потребителей электроэнергии за год — с ноября 1999 г. по октябрь 2000 г. Он возрос более чем на 0,3 цент/кВт.ч, или в 1,32 раза. Тем не менее выпуск продукции и услуг базовых отраслей экономики увеличился в сопоставимом виде примерно в 1,14 раза. Следовательно, экономика за счет своих внутренних перестроений оказалась малочувствительной к такому росту средней цены электроэнергии. Он сопоставим с ожидаемым разрывом в ценах на электроэнергию на рассматриваемых рынках.

Представляется, что вопрос о экономических преимуществах конкурентного рынка электроэнергии изучен недостаточно. Необходимо определить экономические риски при возможных отклонениях в негативную сторону величин показателей и характеристик, используемых в расчетах.

Проблемы участия ТЭЦ и централизованного теплоснабжения на конкурентном рынке. В Основных направлениях совершенно не рассмотрены вопросы теплофикации и теплоснабжения. Между тем тепловые электростанции отпускают 45 % тепла, поставляемого потребителям системами централизованного теплоснабжения. От создания условий для экономичной работы ТЭЦ во многом зависят возможности и условия реформирования электроэнергетики. Однако ТЭЦ сегодня малоэкономичны в связи с сокращением спроса на дорогую теплоэнергию и выработкой значительных объемов электроэнергии по неэффективному конденсационному режиму.

Единственный тезис по вопросу о экономичности ТЭЦ в Основных направлениях состоит в рекомендации генерирующим компаниям с преимущественной долей ТЭЦ ориентировать работу на рынке электроэнергии в режиме, связанном с отпуском тепла. В российских условиях при большой отопительной нагрузке в зимнее время использование мощностей ТЭЦ для выработки только электроэнергии приводит к большому перерасходу топлива. Фактор сезонной, а в дальнейшем и недельной неравномерности потребления тепла должен быть обяза-

тельно включен в систему планирования электроснабжения на региональном уровне. Это означает, что около 110 млрд. кВт.ч в год, или 12–13% всей выработки электроэнергии в стране (что примерно равно годовой выработке электроэнергии всеми АЭС) должно быть прекращено или перенесено с ТЭЦ на другие генерирующие источники. Для этого необходимо изыскать 20–25 млн. кВт свободных мощностей на тепловых конденсационных электростанциях (поскольку на АЭС и ГЭС таких возможностей нет), кроме того, иметь мощности для обеспечения полномасштабных резервов и удовлетворения растущего спроса на электроэнергию. Таких обоснованных предложений в Основных положениях нет.

Проблема надежного и экономичного обеспечения теплом населения и экономики России, самой холодной страны мира, очень остра. На производство теплоэнергии сегодня расходуется около 45% всех первичных энергоресурсов, используемых в стране. Теплоснабжение было и остается совершенно нескоординированным сегментом энергетического комплекса страны.

Неэффективность теплофикации и централизованного теплоснабжения в первую очередь связана с колоссальными потерями тепла: 20% в тепловых сетях РАО «ЕЭС России» и до 30% в муниципальных сетях централизованного теплоснабжения. На основании этих данных и материалов Госкомстата России, сверхнормативные потери могут быть оценены 25–26% отпуска тепла в системах централизованного теплоснабжения. В стоимостном выражении для условий 2000 г. они примерно равны 52,3 млрд. руб. (с НДС), или 2,2 млрд. долл. без учета дотаций из местных бюджетов. Для сравнения: накопленная задолженность консолидированного бюджета страны по оплате теплоэнергии в ноябре 2000 г. составляла около 18 млрд. руб., или 650 млн. долл. В результате, переплата потребителей за непоставленное им тепло почти в 2,9 раза выше, чем эта задолженность.

Отсутствие материалов о условиях работы ТЭЦ и централизованного теплоснабжения является крупным недостатком рассматриваемой концепции реструктуризации электроэнергетики. Упущения эти чреваты очень серьезными негативными последствиями. Без серьезной проработки этих вопросов нельзя перестраивать работу региональных АО-энерго, где сконцентрированы все ТЭЦ.

Прогноз развития и оценка условий инвестиционного обеспечения электроэнергетики до 2010 г.

Прогноз развития электроэнергетики в 2001–2010 гг. Реструктуризация должна опираться на объективный прогноз перспектив развития российской электроэнергетики и возможного влияния на экономику страны роста среднего отпускного тарифа на электроэнергию.

Такого анализа нет в концепции реструктуризации, подготовленной Минэкономразвития РФ.

В настоящее время имеется ряд прогнозов развития электроэнергетики, разработанных на период 2010–2020 гг. Они базируются на оценках возможного перспективного социально-экономического развития России, выполненных разными организациями.

В статье использованы последние разработки сценарных прогнозов экономического развития России, выполненные в Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН. Для определения возможных уровней потребления в стране электроэнергии, тепла и топлива выделены два «крайних» экономических сценария (табл. 8). Они в определенной мере являются границами возможного конуса оценок социально-экономического роста страны.

Инерционный сценарий (А) предполагает сохранение пониженных темпов экономического развития, исходит из экстраполяции существующих макроэкономических тенденций. Принимаемые по их изменению меры имеют ограниченный эффект. Следование инерционному развитию приведет в ближайшем будущем к наступлению фазы, когда начнут проявляться последствия длительного недоинвестирования экономики. В этих условиях следует ожидать деградации ресурсной базы, качественного ухудшения производственно-технологического потенциала. Если не преодолеть угрозы такого пути развития, то российская экономика не выйдет на режим устойчивого динамичного роста и столкнется с обострением системного кризиса за пределами рассматриваемого периода. К 2010 г. в России сложится модель экономики периферийного типа. Инерционный сценарий малопривлекателен, но характеризует реальные последствия, связанные с экономическим застоем.

Сценарий высоких темпов экономического развития (Б) предусматривает переход к устойчивому росту российской экономики, качественное изменение модели экономического развития уже в начале текущего десятилетия. Первостепенное внимание уделено в нем следующим направлениям: повышению уровня и качества жизни основной массы населения; поддержанию и развитию социальной инфраструктуры, обеспечивающей воспроизводство человеческого капитала; активизации инвестиций для качественной модернизации производственно-технологического аппарата и поддержания сырьевой базы экономики; сохранению и развитию инновационного потенциала за счет увеличения расходов на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы; обеспечению оборонной безопасности страны; обеспечению внешней платежеспособности.

Реализация основных направлений стратегии «высоких темпов роста» и выход на траекторию динамичного развития потребуют суще-

ственных изменений основных макроэкономических пропорций. Это предполагает: ориентацию производства на внутренний спрос и сокращение импорта; разблокирование источников роста внутреннего спроса, прежде всего за счет увеличения доходов и накоплений реального сектора; обеспечение опережающего по сравнению с конечным потреблением роста валовых сбережений и инвестиций; изменение структуры товарного производства в пользу обрабатывающей промышленности.

Оживление национальной экономики находит свое отражение в темпах и пропорциях роста энергопотребления, на уровень которого будет оказывать заметное влияние прогресс в энергосбережении[20]. При экономическом росте до 2010 г. в 1,3 раза (сценарий А) и в 1,73 раза (сценарий Б) ожидается, что суммарное потребление конечной энергии в России возрастет всего в 1,15–1,35 раза по сравнению с 2000 г. (табл. 9).

В итоге внутреннее потребление первичных энергоресурсов в России с учетом расходов топлива и энергии на производство электроэнергии и тепла может составить:

	1997 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.
		Сценарий А		
млн. т н.э.	595	620	685	715
%	96,0	100,0	110,5	115,3
		Сценарий Б		
млн. т н.э.	595	620	767	865
%	96,0	100,0	123,7	139,5

Таблица 8. Показатели сценариев социально-экономического развития России, использованных при построении прогнозов развития энергетики.

Показатель	Сценарий А	Сценарий Б
Среднегодовые темпы роста ВВП, %		
2001–2005 гг.	3,7 (3,0–4,0)*	6,2 (6,0–6,5)
2005–2010 гг.	1,7 (1,5–2,0)	5,1 (4,8–5,3)
Изменение структуры производства ВВП	замедленное	ускоренное
Снижение энергоемкости ВВП к концу периода, %	на 13–15	на 40–45

** В скобках даны диапазоны изменения среднегодового темпа роста ВВП за период.*

[20] В стране существует значительный экономический потенциал энергосбережения, оцениваемый, по разным источникам, от 300 до 450 млн.т н.э.

Таблица 9. Прогноз конечного потребления энергии в России до 2010 г.

Вид конечной энергии	1997 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	Индекс роста 2010/ 1997 гг.
Сценарий А					
Топливо, млн. т н.э.	195,9	199	221	231	1,18
Электроэнергия, ТВт.ч	581,9	610	617	697	1,20
Теплоэнергия (централизованные источники), млн. Гкал	1470	1475	1520	1560	1,06
Сырьевые нужды, млн. т н.э.	28	43	50	55	1,96
Всего конечное потребление, млн. т н.э.	410,5	434	480	500	1,22
Сценарий Б					
Топливо, млн. т н.э.	195,9	206	250	285	1,45
Электроэнергия, ТВт.ч	581,9	634	786	900	1,55
Теплоэнергия (централизованные источники), млн. Гкал	1470	1475	1650	1770	1,20
Сырьевые нужды, млн. т н.э.	28	45	55	60	2,14
Всего конечное потребление, млн. т н.э.	410,5	447	537	605	1,47

Для рассматриваемой перспективы характерны две расходящиеся тенденции развития национальной экономики и энергетического комплекса: рост произведенного ВВП в расчете на душу населения и снижение энергоемкости и электроемкости ВВП, исчисленные по внутреннему потреблению. Ожидается, что душевое потребление энергии и электроэнергии к 2010 г. возрастет в 1,3 и 1,5 раза (сценарий А) и в 1,3 и 1,6 раза (сценарий Б). Суммарный объем энергосбережения к 2010 г. оценивается по сценариям А и Б соответственно 70 и 260 млн. т н. э.

Электроэнергетика остается стержнем технического и экономического прогресса. От масштабов обеспечения электроэнергией, экономичности ее производства и использования во многом будет зависеть состояние российской экономики. Ожидается, что производство электроэнергии в России с учетом потерь и затрат на собственные нужды достигнет следующих объемов:

	Сценарий А		*Сценарий Б*	
	млрд. кВт.ч	%	млрд. кВт.ч	%
1997 г.	837	100,0	837	100,0
2000 г.	870	103,9	870	103,9
2005 г.	990	118,3	1110	132,6
2010 г.	1010	120,7	1280	152,9

Предполагается, что доля тепловых электростанций в производстве электроэнергии в перспективе до 2010 г. несколько возрастет. Намечается рост выработки электроэнергии на ГЭС и АЭС в абсолютном выражении при некотором сокращении их доли в электробалансе (табл. 10).

Только к концу первой четверти XXI в. станут заметными сдвиги в развитии этих источников электроэнергии, особенно атомной энергетики.

Таблица 10. Прогноз производства электроэнергии по видам электростанций, млрд. кВт.ч.

	1997 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	Индекс 2010/1997 гг.
Сценарий А					
ТЭС	516	537	650	652	1,26
ГЭС	168	165	175	180	1,07
АЭС	109	131	115	123	1,13
Прочие	44	43	50	55	1,41
Всего	837	876	990	1010	1,21
Сценарий Б					
ТЭС	516	537	760	898	1,74
ГЭС	168	165	180	185	1,10
АЭС	109	131	120	135	1,24
Прочие	44	43	50	62	1,25
Всего	837	876	1110	1280	1,53

Для обеспечения необходимой выработки электроэнергии суммарная мощность электростанций по сравнению с 1997 г. должна возрасти с 215 млн. кВт в 1997 г. по сценариям А и Б соответственно до 217–224 млн. кВт в 2005 г. и до 224–247 млн. кВт в 2010 г. В этот период выйдут из эксплуатации около 35 млн. кВт ТЭС и 6 млн. кВт АЭС. Вместо них должны быть введены новые мощности: на ТЭС около 40–60 млн. кВт; на АЭС — 7–8 млн. кВт (табл. 11). Дальнейшее развитие ЕЭС страны потребует строительства 150–165 тыс. км новых линий электропередач (напряжением 35 кВ и более) для замены устаревших ЛЭП и обеспечения новых электрических связей.

В результате нового строительства возрастная структура генерирующих мощностей должна значительно улучшиться. Ожидается, что доля относительно новых мощностей ТЭС (возраст до 13 лет) увеличится с 17 % в 2000 г. до 54–58 % к 2010 г., а доля старых, изношенных мощностей (возраст более 23 лет) сократится до 30–35 % по сравнению с 53 % в настоящее время.

Рассмотренные выше прогнозы производства электроэнергии в России до 2010 г. в сопоставлении с оценками других организаций (табл. 12) показывают, что с реализацией только сценария высоких темпов экономического роста может восстановиться роль России в электроэнергетике мира. Это соответствует одной из важнейших мировых энергетических тенденций — возрастанию роли электроэнергии в энергетическом балансе.

Во всех сценариях, как видно из табл. 12, нижние оценки производства электроэнергии относительно близки. Напротив, верхние оценки, кроме прогнозов ИНП РАН и ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, характеризуются среднегодовыми темпами роста, меньшими, чем в целом в мире. Позиция ИНП РАН основана на уверенности, что в России имеются возможности обеспечения ускоренного экономического роста.

Таблица 11. Ввод новых мощностей в электроэнергетике, млн. кВт.

	2001–2005 гг.	2006–2010 гг.
Сценарий А		
ТЭС	13	25
АЭС	2	5
ГЭС	0,2	2,5
Прочие	2	5
ЛЭП, тыс. км	80	85
Сценарий Б		
ТЭС	20	40
АЭС	2	6
ГЭС	0,2	2,5
Прочие	2	5
ЛЭП, тыс. км	83	85

Таблица 12. Сопоставление прогнозов производства электроэнергии в России, млрд. кВт.ч.

Источник	1997 г.	2005 г.	2010 г.	Среднегодовой темп роста (1997–2010 гг.), %
ИНП РАН	837	990–1110	1010–1280	1,35–3,08
ЭСР-2020	837	970–1020	1055–1180	1,67–2,48
РАО «ЕЭС России»	837	863–970	953–1131	0,93–2,17
ЭНИН им. Г.М. Кржижановского	837	890–970	1010–1210	1,35–2,67
IEA, OECD				
Мир в целом	13949	–	19989	2,6
Россия	833	–	1027	1,5

Оценка инвестиционного спроса и условий его обеспечения. Сегодня нет устойчивых представлений об объемах инвестиций, требующихся для перевооружения и развития электроэнергетики России в рассматриваемой перспективе. Имеющиеся оценки необходимых инвестиций на предстоящие 10 и 20 лет заметно различаются по объемам. В любом случае они характеризуются настолько значимыми

величинами, что финансирование их выходит за рамки возможностей традиционных финансовых источников. Вследствие крайне недостаточного в последние 15–20 лет инвестирования в основной капитал всех отраслей реального сектора национальной экономики спрос на финансовые ресурсы для реального сектора определяется прежде всего физическим, а не моральным износом ОПФ, их массовым выбытием. Оценки ИНП РАН для 1995 г. показали, что нет ни одной отрасли промышленности, которая обеспечила бы себя минимально необходимыми капитальными вложениями даже для простого воспроизводства. За 1996–2000 гг. их положение усугубилось. В этих условиях суммарный спрос на инвестиции в основной капитал национальной экономики на период 2001–2010 гг. может быть оценен не менее чем 1,0–1,7 трлн. долл.

Для обеспечения устойчивого развития электроэнергетики в 2001–2010 гг. в соответствии с оценками ИНП РАН, необходимы 60–80 млрд. долл. капиталовложений. Эти объемы капиталовложений могут быть уменьшены на 14,1% к 2005 г. и на 16,8% к 2010 г., если принять интенсивную программу продления сроков службы существующих мощностей. В результате, среднегодовые инвестиции для обеспечения нормального функционирования и развития электроэнергетики не должны превысить в инерционном сценарии примерно 3,8 млрд. долл. в 2001–2005 гг. и 6,8 млрд. долл. в 2006–2010 гг., или соответственно 19,1 и 33,9 млрд. долл. за период. В сценарии высоких темпов роста аналогичные значения — 4,7 и 8,7 млрд. долл. в год, или в целом 23,6 и 43,4 млрд. долл. за период. Ожидаемые значения спроса на капиталовложения в электроэнергетику страны до 2010 г., составят (млрд. долл.):

	ТЭС	АЭС	ГРЭС	ЛЭП	Прочие	Всего	Всего с учетом продления сроков	В среднем за год при продлении сроков
Сценарий А								
2001–2005 гг.	9,7	2,6	0,3	8,3	1,3	22,2	19,1	3,8
2006–2010 гг.	18,8	6,5	3,8	8,4	3,2	40,7	33,9	6,8
Сценарий Б								
2001–2005 гг.	15,0	2,6	0,3	8,3	1,3	27,5	23,6	4,7
2006–2010 гг.	29,9	7,8	3,8	8,4	3,3	53,2	43,4	8,7

Согласно предложениям Минэкономразвития РФ и РАО «ЕЭС России», основным источником финансирования инвестиций, необходимых для электроэнергетики, должны стать вложения частных инвесторов (отечественных и зарубежных). При этом подчеркивается однозначность и неизбежность такого решения.

Как следствие ожидаемого высокого спроса на заемный капитал его цена резко возрастет, что отразится в процентных ставках. Для объек-

тов электроэнергетики с большими технологическими сроками технического перевооружения и сооружения новых объектов он станет относительно малодоступным. Это означает проигрыш электроэнергетики на рынке частных заимствований. В таких условиях расчет на крупных частных инвесторов, способных обеспечить указанные выше объемы инвестиций в период до 2010 г., малообоснован. При реформировании отрасли невысока вероятность поступления значительных средств за счет продажи акций и выпуска ценных бумаг.

Следовательно, основными источниками вложения инвестиций в электроэнергетику могут стать только собственные средства предприятий. Они формируются за счет собственных накоплений отрасли: *амортизационного фонда и реинвестируемой части чистой прибыли*. В перспективных расчетах их величины являются базой для оценки уровней необходимых средних тарифов на электроэнергию, способных гарантировать полное выполнение инвестиционной программы в период до 2010 г.

В расчетах предполагается, что 85 % прибыли направляется на инвестиции в основной капитал; остальные — расходуются на другие цели, включая выплату дивидендов. Реинвестируемая прибыль облагается 15-процентным налогом, остальная прибыль — 30-процентным. Эти условия позволяют определить величину необходимого среднего тарифа и рентабельность производства электроэнергии.

По отчетным данным средний тариф на электроэнергию в 1999 г. составил 1,02 цент/кВт.ч при рентабельности 11,3 %. Это отвечает средней себестоимости отпущенной электроэнергии в размере 0,85 цент/кВт.ч (по официальному валютному курсу 28 руб./долл., принятому неизменным для всех нижеследующих расчетов), отличающемуся от ППС по ВВП в 2000 г. в 4 раза.

В перспективе ожидается значительное увеличение цен на топливо, что сильно скажется на росте себестоимости производства и тарифов на электроэнергию. В расчетах использована гипотеза РАО «ЕЭС России» о увеличении цен на топливо в период до 2010 г., руб./т у.т.:

	1999 г.	2005 г.	2010 г.
Природный газ	340	1088	2110
Уголь	530	990	1300
Мазут	925	1290	2155

Намечаемые изменения структуры топливоснабжения электростанций и цен на топливо позволяют оценить увеличение топливной составляющей в себестоимости электроэнергии к 2005 г. в 2,37 и к 2010 г. в 3,7 раза по сравнению с 1999 г. Этот показатель служит базой для оценки величины себестоимости в рассматриваемой перспективе.

В настоящее время объемы амортизационных отчислений существенно ниже необходимых для простого воспроизводства. Поэтому в период до 2010 г. амортизационные отчисления должны быть увеличены в несколько раз за счет переоценки основных фондов. По данным Минэкономразвития РФ, для действующих энергетических объектов коэффициент переоценки условно можно определить бóльшим в 3,5 раза к 2005 г. и в 6 раз к 2010 г. по сравнению с 2000 г. Соответственно удельные значения амортизационных отчислений увеличиваются примерно в 2,5 и 4,5 раза.

На этой основе для оценки условий необходимого инвестиционного обеспечения варьировался возможный рост амортизационных отчислений во взаимосвязи с изменением рентабельности электроэнергетики. В каждом из рассмотренных вариантов уровни средних тарифов корреспондируют среднегодовому спросу на инвестиции, полностью обеспечиваемому за счет амортизационного фонда и реинвестируемой части прибыли.

При оценке ожидаемых в перспективе тарифов на электроэнергию рассмотрены два варианта (табл. 13).

Базовый вариант исходит из сохранения относительной величины потерь электроэнергии в электрических сетях в течение всего периода на неизменном уровне (около 12,7 % в 1999 г.). Удельные амортизационные отчисления также приняты неизменными, так как предполагается, что переоценки фондов проводиться не будет.

Вариант интенсивных мероприятий предусматривает снижение потерь в сетях к 2010 г. до уровня начала 90-х годов, экономию по другим статьям себестоимости и различные варианты переоценки основных фондов. При этом удельные амортизационные отчисления будут изменяться. Соответственно изменится объем реинвестируемой части прибыли, необходимый для полного обеспечения инвестиционного спроса. Как следствие будет меняться рентабельность электроэнергетики. Аналогично выполнены оценки, когда задается уровень рентабельности и вычисляется величина удельных амортизационных отчислений, необходимых для обеспечения инвестиционной программы.

Данные табл. 13 показывают, что для устойчивого развития электроэнергетики в России в предстоящее десятилетие необходимо увеличить средние тарифы на электроэнергию до 2,2–2,4 цент/кВт.ч к 2005 г. и до 3,5–3,7 цент/кВт.ч к 2010 г. При этом значения тарифов будут сильно зависеть от темпов экономического развития и экономической политики отрасли — от соотношения требуемой рентабельности и амортизационных отчислений. По сравнению с 2000 г., когда средний тариф составлял около 1,2 цент/кВт.ч, можно ожидать увеличения тарифов к 2005 г. в 1,8–2,0 раза, а к 2010 г. в 2,9–3,1 раза. Эти уровни тарифов примерно соответствуют оценкам Минэкономразвития РФ.

Таблица 13. Приближенная оценка условий обеспечения инвестиционных нужд электроэнергетики в 2001–2010 гг.

Показатели по вариантам	2001–2005 гг.	2006–2010 гг.
Сценарий А:		
Базовый вариант:		
Средний тариф, цент/кВт.ч	2,15	3,5
Рентабельность, %	31	31
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	1	1
Вариант интенсивных мероприятий:		
Средний тариф, цент/кВт.ч	2,2	3,6
Рентабельность, %	18	13
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	2,5*	4,5*
Средний тариф, цент/кВт.ч	2,3	3,6
Рентабельность, %	15	15
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	2,9	4,0
Средний тариф, цент/кВт.ч	2,2	3,5
Рентабельность, %	20	20
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	2,2	3,0
Сценарий Б:		
Базовый вариант:		
Средний тариф, цент/кВт.ч	2,2	3,6
Рентабельность, %	36	36
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	1	1
Вариант интенсивных мероприятий:		
Средний тариф, цент/кВт.ч	2,3	3,7
Рентабельность, %	22	17
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	2,5*	4,5*
Средний тариф, цент/кВт.ч	2,4	3,7
Рентабельность, %	15	15
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	3,5	4,8
Средний тариф, цент/кВт.ч	2,3	3,6
Рентабельность, %	20	20
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	2,7	3,6

** Предложение Минэкономразвития РФ.*

Подчеркнем, что вариации оценок величины тарифов на электроэнергию получены в зависимости от изменений 3 факторов: роста топливной составляющей в себестоимости электроэнергии, рентабельности производства и величины амортизационных отчислений. Привлечение заемного капитала с определенными требованиями по сроку

его возврата, процентам на капитал и другие факторы могут скорректировать представленные оценки.

Влияние роста тарифов в электроэнергетике на показатели экономического развития России до 2010 г.

Один из ключевых результатов реформирования электроэнергетики заключается в существенном повышении тарифов на электроэнергию. При этом проблема состоит не столько в обосновании уровней цен на электроэнергию, обеспечивающих решение актуальных инвестиционных задач отрасли, сколько в оценке народнохозяйственных последствий роста тарифов. Имеется в виду влияние роста цен в электроэнергетике, во-первых, на динамику цен в других отраслях, во-вторых, на экономическую динамику и уровень жизни населения.

Решение этой задачи требует учета множества прямых и обратных связей в экономике и практически невозможно без использования макроэкономической межотраслевой модели. В то же время, применяя даже такой достаточно сложный инструментарий, приходится принимать гипотезы относительно механизмов адаптации других отраслей к изменившимся ценовым условиям. Это означает, что результаты расчетов по модели не абсолютно точны и безусловны. Однако они показывают принципиальное направление и порядок возможных изменений в ценовой и экономической динамике.

Прежде чем приступить к рассмотрению результатов макроэкономических расчетов, приведем ряд пояснений относительно взаимодействия цен, доходов и производства.

Неравномерный по отраслям (в том числе в одной из отраслей) рост цен есть не что иное, как изменение относительных ценовых пропорций. При этом, как известно, происходит перераспределение создаваемой в экономике добавленной стоимости. В случае роста цен только в одной отрасли происходит увеличение ее доходов при сокращении доходов всех остальных отраслей. При этом если вся продукция отрасли, повысившей цены, потребляется другими отраслями, то номинальное приращение ее доходов равно сумме сокращений доходов остальных отраслей. Если часть продукции отрасли, повысившей цены, попадает в конечное потребление, то прирост доходов данной отрасли превышает сокращение доходов отраслей потребителей, т.е. суммарный номинальный доход экономики возрастает, причем ему противостоит возросший объем номинального конечного продукта на ту же величину. Это означает, что ответ на вопрос о направлении воздействия роста цен в отдельной отрасли на совокупный конечный спрос и экономическую динамику нетривиален. В то же время очевиден сам факт значимого воздействия изменяющихся ценовых про-

порций на динамику денежных потоков, а следовательно, на величину конечного спроса, уровень и структуру производства. Вопрос состоит в том, каковы механизмы этого воздействия.

Механизм воздействия стоимостной структуры производства на экономический рост имеет динамическую природу. Увеличение доли добавленной стоимости в экономике (а также в отдельных ее отраслях) означает прямую возможность роста как конечного, так и промежуточного спроса отраслей. Это в свою очередь предопределяет экономическую динамику. Но рост промежуточного и конечного спроса *в реальном выражении* очевиден только тогда, когда расходы конечных потребителей опережают рост цен. Величина же расходов зависит от уровня доходов, которые определяются издержками. Проблема состоит в том, что сами доходы и зависят от цен и формируют уровень цен в экономике.

В рамках анализа собственно леонтьевской ценовой модели можно обнаружить «подсказки», определяющие в конечном итоге характер взаимодействия производства, доходов и цен. Наиболее существен анализ соотношений промежуточного потребления и добавленной стоимости, возникающих в результате ценовых изменений. При этом важно, что суммарная добавленная стоимость в экономике увеличивается быстрее суммарных материальных затрат (в текущих ценах) только в том случае, если доля конечной продукции отрасли в ее валовом выпуске выше среднего значения. Иными словами, эта доля должна быть выше, чем доля в совокупном валовом выпуске ВВП. Тогда возникает импульс к росту производства, поскольку доходы растут быстрее цен на затрачиваемые ресурсы.

В электроэнергетике ситуация обратная: доля конечного продукта этой отрасли в ее валовом выпуске значительно ниже среднего уровня. Это означает, что *рост цен на продукцию электроэнергетики должен при прочих равных условиях вызывать сокращение производства, и наоборот, относительное снижение тарифов на электроэнергию должно стимулировать рост производства.* Рост промышленного производства в России в 1999–2000 гг., на наш взгляд, не в последнюю очередь вызван относительным замедлением ценовой динамики в электроэнергетике в конце 1998 и в 1999 гг. И напротив, можно ожидать, что быстрый рост цен на продукцию электроэнергетики в 2000 г. (см. рис. 2) будет оказывать заметное влияние на сокращение темпов роста промышленности в 2001 г.

Ниже приведены некоторые результаты расчетов по российской межотраслевой модели RIM (*Russian Interindustry Model*), разработанной в ИНП РАН. Для большей очевидности содержательных результатов расчетов элиминировано влияние всех других факторов экономической динамики, кроме ценовых изменений в электроэнергетике. Это

означает, что все параметры экономической политики (кроме тарифов на электроэнергию) зафиксированы на неизменном уровне.

Ожидаемый рост тарифов на электроэнергию связан с целым рядом как общеэкономических, так и отраслевых факторов. При проведении расчетов по межотраслевой модели учитывались только основные из них. К их числу относятся рост цен на топливо, составляющих основу материальных затрат отрасли; необходимость финансирования инвестиционной программы электроэнергетики преимущественно за счет собственных средств; уровень налогообложения отрасли.

Выполненные расчеты и обоснования позволяют утверждать, что при ожидаемом росте цен на основные виды топлива для инвестиционного обеспечения развития электроэнергетики по сценарию Б необходимо повысить тарифы на электроэнергию к 2005 г. в 1,8–1,9 раза, а к 2010 г. в 3,0–3,1 раза по сравнению с современным уровнем. Для оценки влияния такого роста тарифов на электроэнергию проведена серия расчетов на модели. При этом прямое влияние других факторов (в том числе рост цен на уголь, газ и мазут) на рост цен и динамику выпуска продукции других отраслей экономики не учитывалось. Поэтому полученные результаты первой серии расчетов весьма условны. Однако они позволяют количественно оценить спад производства, порождаемый ростом тарифов на электроэнергию. Расчеты подтвердили неизбежность значительного сокращения производства в случае предполагаемого увеличения тарифов. В частности, были рассмотрены варианты ступенчатого повышения тарифов: в 1,8 раза в 2001 г. и в 1,7 раза в 2006 г.; плавного (линейного) повышения тарифов: на 15 % ежегодно в первые 5 лет и примерно на 10 % в последующие 5 лет. В обоих случаях сокращение прогнозного показателя ВВП за 10 лет составит примерно относительно исходного варианта без увеличения тарифов на электроэнергию (рис. 6) В то же время при ступенчатом изменении тарифов суммарное сокращение уровня производства за период оказывается выше (примерно на 3,6 %). При этом потребление домашних хозяйств уменьшается в большей мере, чем ВВП, на 27,5 %.

Расчеты при плавном изменении тарифов как динамики цен, так и валовых выпусков продукции (табл. 14) проводились при предположении, что при таком значительном росте тарифов на электроэнергию всем остальным отраслям экономики не удастся сохранить сложившийся уровень рентабельности. Это означает, что адаптация экономики сопровождается реальным сокращением доходности. При этом доля электроэнергии в суммарной прибыли по национальной экономике возрастает с 3,2 % до неприемлемо высоких значений: 62 % в 2005 г. и 82 % в 2010 г. Одновременно прибыль всех остальных отраслей экономики сокращается в абсолютном выражении вдвое, несмотря на общий рост цен по национальной экономике на 30,4 %.

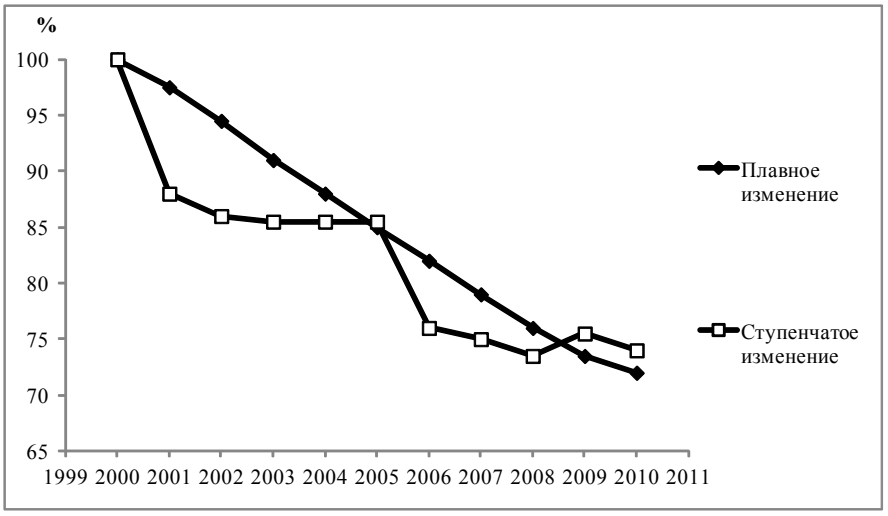


Рисунок 6. Снижение ВВП относительно исходного варианта при изменении тарифной политики в электроэнергетике.

Расчет с учетом другой версии о адаптации отраслей, т.е. ориентированной на сохранение сложившихся в настоящее время уровней рентабельности, показал, что принципиально результат не изменился. Различие с данными, представленными в табл. 14, состоит в большей величине понижательной поправки динамики ВВП (28,5% по сравнению с 27%), большем итоговом росте цен (на 34% по сравнению с 25,4%), и в меньшей итоговой (на 2010 г.) доле электроэнергетики в суммарной прибыли (74% вместо 82%).

Расчеты показали, что предельные уровни и динамика роста среднего тарифа на электроэнергию воздействуют на экономику России стагнирующим образом. Поэтому потребовалось изучение вариантов развития электроэнергетики, при которых уменьшаются негативные последствия для экономического роста страны. Такой подход рассмотрен ниже.

Концептуальные предложения предложения по реформированию электроэнергетики

Реформирование электроэнергетики следует понимать как многоплановый процесс, обеспечивающий достижение следующих целей:

— повышение экономичности отрасли, усиление надежности электро- и централизованного теплоснабжения, снижение потерь электроэнергии и тепла, сокращение расходов топлива, материальных и трудовых ресурсов; уменьшение затрат на производство, передачу и распределение электроэнергии и тепла;

Таблица 14. Рост цен и сокращение валовых выпусков продукции по отраслям при плавном изменении тарифов относительно исходного варианта.

Отрасль	Индекс роста цен, раз		Прирост выпуска, %	
	2001–2005 гг.	2001–2010 гг.	2001–2005 гг.	2001–2010 гг.
Электроэнергетика	1,80	3,00	-16,5	-28,5
Нефтедобыча	1,08	1,16	-3,6	-6,5
Нефтепереработка	1,08	1,16	-14,7	-26,3
Газовая	1,07	1,15	-5,0	-8,7
Угольная	1,09	1,18	-14,6	-25,6
Прочая топливная промышленность	1,08	1,16	-9,7	-17,3
Черная металлургия	1,12	1,25	-11,5	-19,9
Цветная металлургия	1,11	1,22	-4,9	-7,2
Химическая	1,16	1,33	-41,2	-52,8
Машиностроение и металлообработка	1,10	1,21	-23,0	-42,8
Лесная и целлюлозно-бумажная	1,08	1,16	-20,8	-38,8
Стройматериалов	1,10	1,19	-31,0	-56,6
Легкая	1,06	1,12	-46,1	-94,5
Пищевая	1,07	1,13	2,8	3,0
Прочие отрасли промышленности	1,10	1,20	-34,9	-58,4
Строительство	1,06	1,12	-21,3	-37,1
Сельское и лесное хозяйство	1,05	1,10	-4,0	-5,8
Транспорт грузовой и связь производственная	1,07	1,14	-13,4	-23,7
Транспорт пассажирский и связь непроизводственная	1,10	1,20	-15,9	-31,3
Сфера обращения	1,06	1,12	-16,8	-30,3
Прочие виды производства	1,03	1,06	-35,3	-64,8
Просвещение, здравоохранение, культура	1,08	1,16	-15,2	-27,3
Жилищно-коммунальное хозяйство	1,19	1,39	-14,5	-26,3
Управление, финансы, кредит	1,12	1,23	-12,3	-21,5
Наука и научное обслуживание	1,12	1,25	-18,0	-31,5

— накопление инвестиционных ресурсов, необходимых и достаточных для поддержания технического состояния отрасли и ее развития в перспективном периоде; обеспечение гарантий доступа к системам передачи и распределения электроэнергии и тепла для всех субъектов, способных обеспечить поставки потребителям соот-

ветствующих видов энергии по заданному режиму и в соответствии с техническими требованиями, стандартами и заключенными договорами;

— создание условий для контроля за сетями, являющимися естественной монополией; повышение роли и влияния государства в системе управления электро- и теплоснабжением; подготовка условий для организации оптового и розничного рынков электроэнергии.

Реформирование электроэнергетики должно учитывать большое региональное разнообразие условий производства и потребления электроэнергии и тепла. Необходимо законодательно определить меры ответственности электроэнергетических компаний и всех уровней административного управления за состоянием и обеспечением электро- и теплоснабжения страны и регионов.

Остановимся на двух аспектах этого многопланового процесса.

Возможный путь снижения средних тарифов и его макроэкономическая оценка. Повышение средних тарифов на электроэнергию, как показано выше, — неприемлемое решение для обеспечения инвестиционных нужд электроэнергетики. Необходим поиск других, в отличие от предложенных в Основных направлениях, путей реформирования отрасли. По существу следует найти решение триады взаимосвязанных задач: инвестиционного обеспечения развития электроэнергетики; поддержания среднего отпускного тарифа электроэнергии и тепла на уровне, который должен способствовать росту экономики страны; организации надежного функционирования электроэнергетики. Для решения этих задач требуется: сократить издержки и потери при производстве, передаче и распределении электроэнергии и тепла; мобилизовать на инвестиционные нужды имеющиеся в отрасли резервы; признать целесообразным участие крупных производственных компаний (особенно электроемких) в финансировании инвестиционной программы электроэнергетики на согласованных условиях; провести реформирование электроэнергетики на базе наименьших структурных преобразований.

Необходимо установить порядок и жесткую дисциплину для снижения возросших в 1992–2000 гг. материальных затрат и потерь, численности персонала и расходов по статье «прочие затраты». Это позволит сдерживать рост среднего отпускного тарифа на электроэнергию и тепло при увеличении удельных амортизационных отчислений в результате переоценки ОПФ. Допустимо предположить, что за счет улучшения условий эксплуатации электростанций и сетей можно обеспечить снижение отпускного тарифа на электроэнергию примерно на 10 %.

Существенным фактором неоправданного повышения стоимости электроэнергии является наличие компаний-перепродавцов. Ввиду

отсутствия законодательно установленной схемы определения рентабельности она исчисляется как отношение к стоимости перепродаваемого товара (электроэнергии, тепла, топлива), а не к собственным затратам, которые, как правило, составляют незначительную величину. В результате, цена перепродаваемого товара возрастает скачкообразно в зависимости от числа перепродавцов, что ведет к общему повышению цен для конечных потребителей. Такая практика перепродажи должна быть немедленно прекращена.

По приближенной оценке, в электроэнергетике в настоящее время имеется около 20 млн. кВт мощностей незавершенного строительства (или неполного использования энергетических объектов). Их окончание требует около 10 млрд. долл., что позволит дополнительно ввести до 2010 г. часть необходимых энергетических мощностей с удельными капиталовложениями около 500 долл./кВт. Они примерно в 1,5–2,0 раза меньше, чем требуется для сооружения новых энергогенерирующих объектов.

На наш взгляд, существуют возможности снижения налоговой нагрузки в электроэнергетике для целевого финансирования инвестиционной программы на возвратной основе, в первую очередь за счет отмены 15-процентного налога на реинвестируемую часть прибыли, сокращения или отмены 2-процентного налога на имущество, а также налога на добавленную стоимость (НДС). На эти величины могут быть безболезненно для отрасли снижены выручка и соответственно средние отпускные тарифы на электроэнергию и тепло. Для проверки этой гипотезы проведены оценочные расчеты по широкому кругу сценариев и вариантов экономической динамики.

Согласно оценкам ожидаемых поступлений в государственный бюджет от электроэнергетики за счет упомянутых налогов, в сценарии высоких темпов экономического роста основные поступления (примерно в равных пропорциях) обеспечиваются за счет двух налогов — НДС и на имущество, причем значимость последнего в связи с предполагаемой переоценкой основных фондов и значительными новыми вложениями постоянно возрастает. Налоговые поступления от электроэнергетики в целом могут обеспечить 2/3 и более ожидаемого спроса на инвестиции в отрасли в 2001–2010 гг.:

	2001–2005 гг.	2006–2010 гг.
Всего поступлений за период, млрд. долл., в том числе за счет:	16,8	29,4
НДС	6,6	11,5
налога на прибыль	2,9	4,5
налога на имущество	7,3	13,4

При прочих равных условиях отмена упомянутых налоговых платежей позволяет сократить средние отпускные тарифы на электроэнергию на 25–35 % к 2005 г. и на 35–45 % к 2010 г. по сравнению со значениями, приведенными в табл. 13. Кроме того, для более представительной оценки влияния электроэнергетики на экономику страны было элиминировано воздействие на тарифы роста цен на топливо. В результате были получены новые расчетные уровни средних отпускных тарифов на электроэнергию, которые использовались в последующих расчетах (табл. 15). В то же время они сохраняются более высокими, чем средние тарифы, полученные в исходных вариантах сбалансированного развития. Последние получены в модели RIM в результате динамики, зависящей от параметров экономической политики, уровней производства, а также сложившихся тенденций формирования отраслевых элементов добавленной стоимости.

Таблица 15. Оценка условий обеспечения инвестиционных нужд электроэнергетики в 2001–2010 гг. при элиминировании роста цен на топливо*

Вариант тарифов	2001–2005 гг.	2006–2010 гг.
Инерционный сценарий:		
Средний тариф, цент/кВт.ч		
вариант тарифа с налогами	1,5	1,9
вариант тарифа без налогов	1,2	1,4
вариант сбалансированного развития	1,09	1,26
Сценарий высоких темпов экономического развития:		
Средний тариф, цент/кВт.ч		
вариант тарифа с налогами	1,7	2,0
вариант тарифа без налогов	1,3	1,5
вариант сбалансированного развития	1,14	1,38

** Расчеты на модели RIM.*

Полагаем, что за счет тщательной диагностики состояния энергетического оборудования могут быть получены объективные оценки возможного продления его сроков службы, бóльшие, чем приняты в настоящих расчетах. В этом случае сокращение спроса на инвестиции на 2,59 млрд. долл. в 2001–2005 гг. и 3,66 млрд. долл. в 2006–2010 гг. по сравнению с оценками ИНП РАН обеспечит такие уровни тарифов с налогами, при которых достигается сбалансированное развитие экономики в сценарии высоких темпов экономического развития (см. табл. 8). В случае исключения налогов из тарифов исходные темпы роста ВВП в этом же сценарии достижимы, если будет возможным сокращение капиталовложений на 0,74 млрд. долл.

в 2001–2005 гг. и 0,71 млрд. долл. в 2006–2010 гг. Таким образом, рассмотренный диапазон снижения инвестиций будет в свою очередь определять необходимое сокращение налогов в электроэнергетике.

Отмена (постоянная или временная) налогов на финансирование электроэнергетики, по существу, является инвестиционным вкладом государства в отрасль. По форме он может рассматриваться как кредит на беспроцентной или иной основе, или как увеличение государственных активов в электроэнергетику. Естественно, что реализация таких схем требует разработки специальных механизмов инвестиционного финансирования.

В результате предлагаемой инвестиционной политики следует ожидать значительных изменений величины основных фондов электроэнергетики. По приближенной оценке, на конец 2000 г. стоимость основных фондов отрасли составляла около 811 млрд. руб., или примерно 29 млрд. долл. (при пересчете по курсу 28 руб./долл.).

Принимая во внимание сроки сооружения объектов в электроэнергетике можно условно считать, что инвестиции, осуществленные в предыдущее пятилетие, переходят в основные фонды в следующем пятилетии. С учетом переоценок ОПФ, принятых в варианте Минэкономразвития РФ (см. табл. 13), возможны следующие оценки ориентировочного движения основных фондов электроэнергетики до 2010 г. (табл. 16).

Таким образом, маневр, основанный на снижении налоговой нагрузки на электроэнергетику, дает возможность решить две взаимосвязанные задачи: обеспечить инвестиционное финансирование отрасли и снизить средние отпускные тарифы на электроэнергию. При этом увеличивается доля государства в активах отрасли, которая оценивается примерно 17–18 %.

В то же время выпадающие налоговые отчисления электроэнергетики могут быть компенсированы за счет налогов, поступающих от прироста валовых выпусков продукции и услуг других отраслей экономики. Этот маневр при жестком государственном финансовом контроле позволит электроэнергетике за счет амортизационного фонда и реинвестируемой части прибыли иметь достаточные финансовые ресурсы для необходимых вложений в основной капитал отрасли.

Макроэкономическая оценка влияния снижения тарифов за счет уменьшения налоговой нагрузки на отрасль. Вариант расчета для макроэкономической оценки последствий снижения тарифов на электроэнергию за счет предлагаемого сокращения налогов на электроэнергетику приведет к снижению роста тарифа с 1,8 до 1,5 раза в 2005 г. и с 3,0 до 2,4 раза в 2010 г. по сравнению с 2000 г. При этом было сохранено увеличение топливной составляющей.

Расчеты по межотраслевой модели RIM показали, что в случае уменьшения налоговой нагрузки величина спада производства в экономике России за 10-летний период по сравнению с результатами расчетов (см. табл. 14) меньше на 7 проц.п., т.е. 20,8 % по сравнению с 27,8 %. При этом налоговые поступления в бюджет в результате совместного действия разнонаправленных факторов (сокращения налоговых поступлений от электроэнергетики и относительного их увеличения от других отраслей экономики) снижаются незначительно (на 2,0 %) даже при росте цен на топливо. Таким образом, основная часть сокращения поступлений в бюджет из-за уменьшения налогообложения электроэнергетики компенсируется увеличением поступлений налогов от других отраслей экономики. При этом, как отмечено, возможно значительное сокращение общего спада производства (табл. 17, рис. 7).

Таблица 16. Ориентировочный баланс основных производственных фондов электроэнергетики и возможный прирост доли государства в активах отрасли, млрд. долл.

Статьи баланса	2000 г.	2001–2005 гг.	2006–2010 гг.
Инерционный сценарий:			
на начало периода*		73	132
выбытие		7	19
новые вводы		8	20
на конец периода	29,0**	74	133
Прирост доли активов государства в стоимости ОПФ, %	–	–	17
Сценарий высоких темпов экономического развития:			
на начало периода		132	151
выбытие		20	30
новые вводы		24	44
на конец периода	29,0**	136	165
Прирост доли активов государства в стоимости ОПФ, %	–	–	18

** Предполагается, что переоценка основных производственных фондов проводится в начале периода.*

*** Оценка для 2000 г. выполнена по данным Госкомстата России о стоимости основных производственных фондов в электроэнергетике в 1998 и 1999 гг.*

Таким образом, проведенные расчеты позволяют получить представление о возможном влиянии налоговой нагрузки и роста цен на топливо на ставку тарифа в электроэнергетике.

Задача настоящей работы состоит также в оценке влияния выбора способа решения инвестиционных проблем электроэнергетики применительно к двум основным сценариям развития национальной экономики на среднесрочную перспективу.

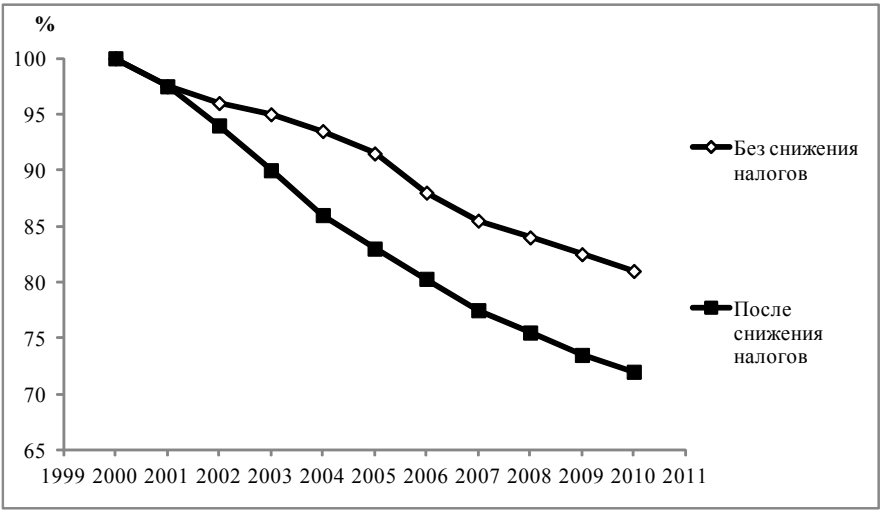


Рисунок 7. Снижение ВВП относительно исходного варианта при разной налоговой политике в электроэнергетике.

Как было отмечено, приведенные выше результаты расчетов носят несколько условный характер. Это связано с содержащейся в экзогенно задаваемом прогнозном значении тарифа на электроэнергию существенной компонентой, характеризующей рост цен на потребляемые электроэнергетикой виды топлива. тарифа на электроэнергию существенной компонентой, характеризующей рост цен на потребляемые электроэнергетикой виды топлива. Поэтому в дальнейших расчетах влияние роста этих цен элиминировано. В результате прогнозный рост тарифов на электроэнергию стал существенно ниже. Он определяется *только* оценками величин инвестиционных потребностей отрасли.

Заметим, что разработка вариантов долгосрочного развития экономики России, применительно к которым осуществлены расчеты по электроэнергетике, проводилась в ИНП РАН в начале 2001 г. безотносительно к проблемам реформирования РАО «ЕЭС России» или других естественных монополий. Это означает, что в рассматриваемых стратегиях развития экономики ценовая динамика, в том числе и электроэнергетики, несколько отличалась от предложенной в данной статье. Исходные цены в сценариях развития экономики России рассчитывались по межотраслевой ценовой модели и определялись в конечном итоге динамикой добавленной стоимости, производимой отраслями. При этом добавленные стоимости не были жестко привязаны к отраслевым инвестиционным программам.

Таблица 17. Рост цен и сокращение валовых выпусков продукции по отраслям (плавное изменение тарифов) относительно исходного варианта.

Отрасль	Индекс роста цен, раз		Прирост выпуска, %	
	2001–2005 гг.	2001–2010 гг.	2001–2005 гг.	2001–2010 гг.
Электроэнергетика	1,50	2,40	-9,7	-21,4
Нефтедобыча	1,06	1,14	-2,1	-4,8
Нефтепереработка	1,06	1,14	-8,6	-19,5
Газовая	1,05	1,13	-2,9	-6,4
Угольная	1,06	1,16	-8,6	-19,3
Прочая топливная промышленность	1,06	1,14	-5,8	-12,9
Черная металлургия	1,09	1,22	-7,2	-15,2
Цветная металлургия	1,08	1,19	-3,0	-5,8
Химическая	1,12	1,29	-24,2	-44,7
Машиностроение и металлообработка	1,07	1,18	-13,5	-31,7
Лесная и целлюлозно-бумажная	1,06	1,14	-11,1	-28,2
Стройматериалов	1,07	1,17	-18,3	-42,6
Легкая	1,04	1,11	-29,3	-72,1
Пищевая	1,05	1,12	1,4	2,1
Прочие отрасли промышленности	1,07	1,17	-21,0	-48,3
Строительство	1,04	1,11	-12,7	-28,0
Сельское и лесное хозяйство	1,04	1,09	-3,0	-4,7
Транспорт грузовой и связь производственная	1,05	1,12	-7,8	-17,6
Транспорт пассажирский и связь непроизводственная	1,07	1,18	-10,3	-23,3
Сфера обращения	1,04	1,10	-9,8	-22,6
Прочие виды производства	1,02	1,05	-21,0	-49,2
Просвещение, здавоохранение, культура	1,06	1,14	-9,1	-20,4
Жилищно-коммунальное хозяйство	1,14	1,34	-8,7	-19,6
Управление, финансы, кредит	1,08	1,20	-7,5	-16,3
Наука и научное обслуживание	1,09	1,22	-10,8	-23,8

В этой связи содержательная постановка состояла в том, чтобы соединить расчеты по макроэкономическим сценариям (от показателей которых и рассчитывалась потребность в инвестициях для электроэнергетики) со сценариями соответствующей тарифной политики. Таким образом, в результате расчетов исходные значения масштабов производства, — инерционного сценария (А) и сценария высоких темпов экономического развития (Б), — несколько трансформируются под воздействием экзогенно задаваемых значений тарифов на электроэнергию.

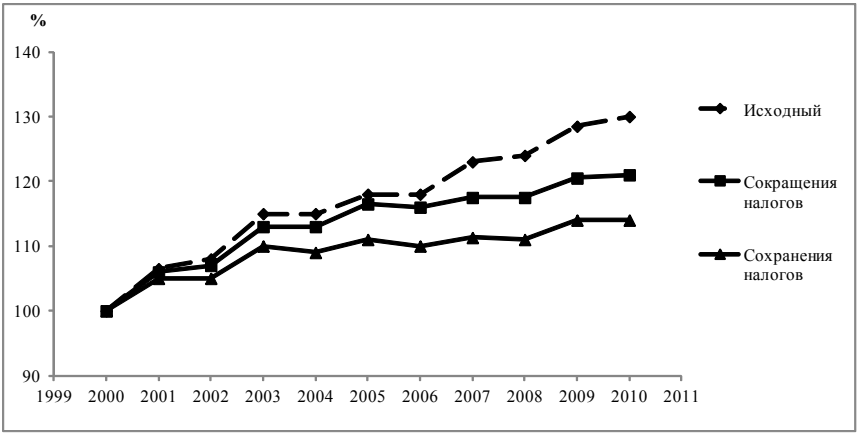
В принципиальном плане результаты настоящей серии расчетов, согласованные с макроэкономическими сценариями, соответствуют результатам, которые были рассмотрены выше. В частности, рост тарифов на электроэнергию приводит как к дополнительному росту цен в других отраслях, так и к общему относительному снижению объемов производства; снижение налогообложения электроэнергетики компенсируется ростом поступлений налогов от других отраслей.

В то же время количественные оценки изменяются (рис. 8, 9). Главное состоит: *во-первых*, в меньшем относительном спаде производства (табл. 18), при этом улучшается динамика роста ВВП; *во-вторых*, в том, что величина дополнительных налоговых поступлений от других отраслей превышает сокращение налоговых поступлений от электроэнергетики.

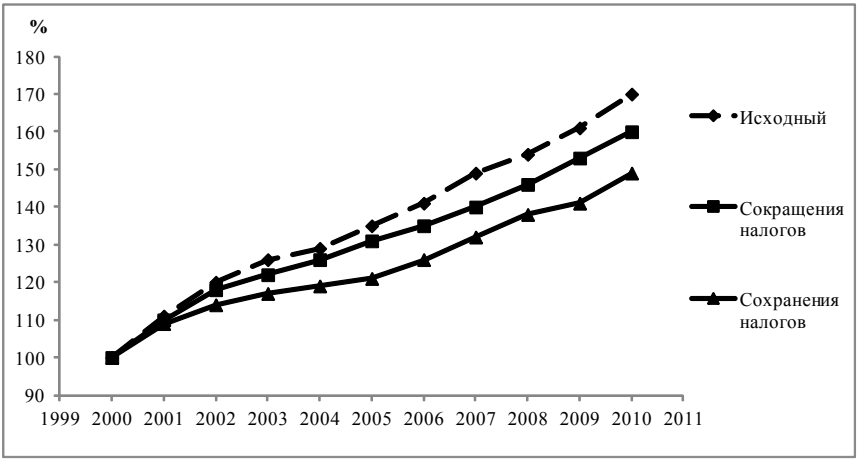
Как видно, необходимый для реализации предлагаемых инвестиционных программ рост тарифов на электроэнергию приводит к относительному спаду производства. Это означает соответственно сокращение спроса на электроэнергию, снижение потребности в инвестициях, уменьшение необходимого роста тарифов и т.д. Иными словами, в проведенных расчетах макроэкономические сценарии и сценарии развития электроэнергетики сбалансированы не до конца. Для их сбалансированности, причем не на пониженных, а на исходных для соответствующих макроэкономических сценариев уровнях производства, необходимо предусмотреть ряд мер макроэкономической политики, компенсирующих снижение производства, обусловленное ростом тарифов на электроэнергию.

Анализ возможностей российской экономики, выполненный в ИНП РАН, свидетельствует, что динамика производства в варианте высоких темпов экономического развития реалистична и вполне достижима, хотя и близка к предельной. Одним из факторов, обеспечивающих ускоренный экономический рост в рамках данного сценария, являлся как раз умеренный рост цен на продукцию электроэнергетики и топливных отраслей. Поэтому высокий рост тарифов на электроэнергию несколько подрывает возможности экономи-

ческого развития России. Компенсация этого негативного эффекта — задача не абсолютно тривиальная. В частности, наши предварительные расчеты показывают, что смягчение денежной политики, выражающееся в более быстром росте денежной массы (на 34% по отношению к исходной динамике) позволяет (в рамках модельных расчетов) компенсировать последствия роста тарифов на электроэнергию. В то же время это приводит к росту цен (на 23% за 10-летний период), что не может не сказаться отрицательным образом на инвестиционном климате.



(а)



(б)

Рисунок 8. Динамика ВВП в рамках инерционного сценария (а) и сценария высоких темпов экономического развития (б).

Таблица 18. Относительная динамика роста цен и валовых выпусков продукции по отраслям в рамках сценария высоких темпов экономического развития (сценарий Б).

Отрасль	Индекс роста цен, раз		Прирост выпуска продукции, %		Индекс роста цен, раз		Прирост выпуска продукции, %	
	2005 г.	2010 г.	2005 г.	2010 г.	2005 г.	2010 г.	2005 г.	2010 г.
	Сохранение уровня налогов в электроэнергетике				Исключение налогов с электроэнергетики			
Электроэнергетика	1,50	1,90	-9	-14	1,15	1,35	-3	-8
Нефтедобыча	1,04	1,07	-2	-3	1,02	1,04	-1	-2
Нефтепереработка	1,04	1,06	-8	-12	1,02	1,04	-3	-7
Газовая	1,04	1,06	-3	-4	1,01	1,03	-1	-2
Угольная	1,05	1,07	-8	-12	1,02	1,04	-3	-7
Прочая топливная промышленность	1,04	1,06	-5	-8	1,02	1,04	-2	-5
Черная металлургия	1,06	1,10	-6	-10	1,02	1,06	-3	-6
Цветная металлургия	1,05	1,09	-3	-4	1,02	1,05	-1	-2
Химическая	1,08	1,13	-22	-34	1,03	1,07	-8	-20
Машиностроение и металлообработка	1,05	1,08	-12	-19	1,02	1,05	-4	-11
Лесная и целлюлозно-бумажная	1,04	1,06	-10	-17	1,02	1,04	-3	-9
Стройматериалов	1,05	1,08	-16	-26	1,02	1,04	-6	-15
Легкая	1,03	1,05	-22	-40	1,01	1,03	-6	-21
Пищевая	1,03	1,05	2,0	2,2	1,01	1,03	1	2
Прочие отрасли промышленности	1,05	1,08	-19	-29	1,02	1,04	-8	-17
Строительство	1,03	1,05	-11	-18	1,01	1,03	-5	-10
Сельское и лесное хозяйство	1,03	1,04	-3	-4	1,01	1,02	-2	-3
Транспорт грузовой и связь произв.	1,03	1,06	-7	-11	1,01	1,03	-3	-6
Транспорт пассажирский и связь непроизв.	1,05	1,08	-8	-14	1,02	1,05	-3	-8
Сфера обращения	1,03	1,05	-9	-14	1,01	1,03	-3	-8
Прочие виды производства	1,02	1,02	-18	-30	1,01	1,01	-7	-17
Просвещение, здравоохранение, культура	1,04	1,07	-8	-13	1,02	1,04	-3	-7
ЖКХ	1,10	1,16	-8	-12	1,04	1,09	-3	-7
Управление, финансы, кредит	1,06	1,09	-7	-11	1,02	1,05	-3	-6
Наука и научное обслуживание	1,06	1,10	-9	-15	1,02	1,06	-4	-9

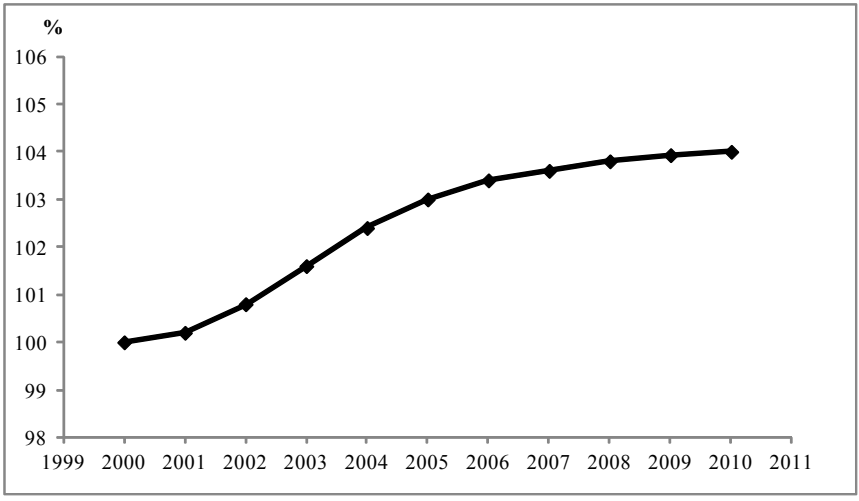


Рисунок 9. Соотношение реальных доходов бюджета по вариантам со снижением налогов и при сохранении налогов в электроэнергетике (последний принят за 100 %) в рамках сценария высоких темпов экономического развития.

Сети ЛЭП высоких классов напряжения, обеспечивающие в основном перетоки мощности и электроэнергии между УЭК, а также ГЭС и АЭС, должны быть представлены соответствующими компаниями. В таком варианте первоначально рынок электроэнергии и мощности должен включать этих хозяйствующих субъектов, а также АО-энерго, не вошедших в УЭК по имущественным причинам, и крупных потребителей электроэнергии, питаемых от сетей 220 кВ и выше. Предлагаемый вариант реформирования электроэнергетики осуществим без ущемления интересов акционеров электроэнергетических компаний. Естественно, он требует дальнейшего уточнения и проработки.

Рынок электроэнергии и мощности принципиально отличается от любого другого рынка товаров необходимостью одномоментного учета производства, транспорта и потребления электроэнергии. Это требует серьезной разработки методических материалов и программно-аппаратных средств, учитывающих большое число технических и технологических факторов электроэнергетики и влияние пространственной компоненты. В этом отношении российская электроэнергетика сегодня совершенно неподготовлена к проведению рыночных сделок в реальном масштабе времени.

При этом следует иметь в виду, что надежную оценку эффективности ожидаемых результатов реформирования электроэнерге-

тики и предлагаемых в связи с этим мер по перестройке финансового обеспечения, тарифной и инвестиционной политики и другим затронутым вопросам можно получить, если есть разработки или, по крайней мере, экспертные заключения по кругу взаимосвязанных проблем, не нашедших отражения в материалах Минэкономразвития РФ по реформированию электроэнергетики России. К ним относятся:

— оценка вероятности сохранения ориентации электроэнергетики на сооружение крупных единичных мощностей электростанций и энергоблоков; возможность привлечения заемного капитала для финансирования в течение длительных сроков проектирования и сооружения крупных энергетических объектов; представление о технико-технологическом облике ЕЭС России в перспективе, если потребуется ориентироваться в основном на сооружение энергообъектов средней и малой мощности;

— оценка протяженности и пропускной способности электрических сетей основных классов напряжения для обеспечения требований конкурентного рынка электроэнергии;

— наличие моделей для расчетов условий предложения и спроса на рынке электроэнергии и совершения сделок, исключающих произвольный рост тарифов;

— определение состояния проектных, строительных и специализированных монтажных организаций, их реальных производственных возможностей и необходимых инвестиций в комплектацию и обновление их оборудования;

— оценка обеспеченности намечаемой реструктуризации и программы ввода новых мощностей инженерно-техническими и квалифицированными рабочими кадрами эксплуатационников и строителей;

— определение возможностей отечественного машиностроения по производству необходимого энергетического оборудования и запасных частей надлежащего уровня качества и надежности, степени их ориентации на импорт оборудования предпочтительных форм договорных отношений с поставщиками;

— оценка научного потенциала, возможностей проведения опытно-конструкторских и проектно-изыскательских работ и объемов их финансирования для обеспечения научно-технического прогресса в электроэнергетике;

— определение законодательной базы электроэнергетики при переходе к конкурентному рынку с участием частных инвесторов и компаний; оценка соответствия современной законодательной базы минимальному пакету энергетических законов и других нормативных документов, без которых нельзя переходить к конкурентному рынку;

— оценка условий возможного привлечения и объемов заемного капитала, предельных ставок процента на капитал, форм его возврата, страховых гарантий, основных финансовых рисков;

— правила переоценки акций, механизмы их перераспределения и перемещения, возникающие в связи с реформированием отрасли. Конкретные формы гарантий защиты прав собственности акционеров на принадлежащие им акции.

Современное состояние электрификации России[21]

Обобщение основных результатов отечественных работ по электрификации России и их сравнение с мировым опытом [1–8] показало, что страна по уровню изучения проблемы находится на передовых позициях в мире. Однако практическая реализация преимуществ электрификации постепенно ослабевала. Это отчетливо проявляется при сравнении показателей производства электроэнергии на душу населения с другими экономически развитыми странами мира, входящими в лидирующую группу G8. По данным табл. 1, за период 1993–2004 гг. производство электроэнергии на душу в России менялось мало, даже при сокращении численности населения. Напротив, во всех остальных странах имел место устойчивый рост этого показателя.

Таблица 1. Производство электроэнергии на душу населения в ведущих странах мира, тыс. кВт.ч/чел.*

Страна	1993 г.	1996 г.	1999 г.	2002 г.	2004 г.	2004 г./1993 г., %
Россия	6,17	5,47	5,48	5,84	6,14	99,6
Великобритания	5,16	5,60	5,83	6,12	6,07	117,6
Германия	6,09	6,36	6,34	6,50	6,87	112,9
Италия	3,66	3,96	4,26	4,60	4,77	130,3
США	12,41	13,01	13,56	13,43	13,53	109,1
Франция	7,77	8,31	8,40	8,88	8,95	115,1
Япония	6,89	7,63	7,88	7,82	7,61	110,4

* *Рассчитано по [9].*

Другой сравнительной макрохарактеристикой является электроемкость валового внутреннего продукта (ВВП), рассчитанная с учетом паритета покупательной способности валют (ППП) стран (табл. 2). Рос-

[21] Ж. «Проблемы прогнозирования», № 2, 2008 г. Соавторы: Воронина С.А., Семикашев В.В.

сия выделяется непомерно высокой электроемкостью, что в первую очередь связано со сравнительно низким уровнем душевого производства ВВП, характерным для стран с сырьевой ориентацией экономики. Однако даже при переходе в России к опережающему развитию обрабатывающих отраслей экономики, что активизирует рост ВВП, уровень электроемкости этого показателя сохранится относительно высоким из-за влияния холодного климата и больших транспортных расстояний.

В 1991 г., когда произошел распад СССР, производство электроэнергии составляло 1068,2 млрд. кВт.ч. Начавшийся спад экономики и дефолт 1998 г. привели к снижению выработки электроэнергии в стране до 827,2 млрд. кВт.ч. Затем начался подъем экономики и производства электроэнергии. При этом за 1998–2005 гг. среднегодовой темп прироста ВВП был на уровне 6,2 %, тогда как в производстве электроэнергии он составил лишь 2,0 %. Явное отставание темпов ввода мощностей по производству электроэнергии от спроса на нее привело в ряде регионов страны к образованию устойчивого дефицита, сопровождаемого растущими потерями электроэнергии.

В России после дефолта 1998 г. параллельно развиваются три процесса.

Во-первых подъем экономики вначале происходил за счет увеличения загрузки существовавших свободных мощностей производства. При этом был нарушен один из основных принципов развития энергетики страны, предусматривающий (с времен плана ГОЭЛРО) опережающий рост мощностей электростанций. Если в течение последних восьми лет существования СССР (1983–1990 гг.) соотношение между ежегодными темпами роста производства электроэнергии и темпами роста валового общественного продукта сохранялось на уровне 1:1, то за период после дефолта российской экономики (1998–2005 гг.) оно составило 0,73:1. В результате сформировались условия для резкого увеличения темпов роста спроса на электроэнергию и мощность.

Во-вторых, финансовая политика, которая проводилась в электроэнергетике после 2000 г., привела к тому, что инвестиции в основной капитал отрасли за 2000–2004 гг. в неизменных ценах прирастали в среднем за год на 14,9 %. В то же время финансовые вложения в электроэнергетике превышали инвестиции в основной капитал в 1,2–3,3 раза. Другими словами, вместо наращивания мощностей электростанций и пропускных способностей линий электропередач (ЛЭП) инвестиции преимущественно направлялись на приобретение существующих энергетических и непрофильных активов, что не способствовало развитию и техническому укреплению отрасли. По имеющимся оценкам, электроэнергетика в этот период получала примерно треть инвестиций от необходимых для устойчивого развития.

В инвестиционной программе холдинга РАО «ЕЭС России» до 2010 г. заметный рост ввода новых электроэнергетических мощностей начинается только с 2009 г. При этом для инвестиционной программы 2006–2010 гг. средств в размере 3,1 трлн. руб., получаемых за счет продажи электроэнергии и из бюджета, не хватает [11]. Поэтому выход отрасли из кризиса по-прежнему видится в вовлечении стороннего инвестора, который вложит свои финансовые средства в важнейшие объекты в необходимых объемах и времени. Однако пока траектория роста мощностей в электроэнергетике продолжает оставаться слабой.

В-третьих, отчетливо проявилось стремление крупных компаний — потребителей электроэнергии приобретать у холдинга РАО «ЕЭС России» электроэнергетические активы, вплоть до контрольных пакетов акций электростанций, и сооружать собственные энергообъекты. Этот процесс скупки крупных пакетов акций в генерации и сбыте отражает желание компаний обеспечить низкие цены на энергию для своих производств [12]. Такое поведение финансово устойчивых потребителей электроэнергии в условиях недостаточного ввода новых мощностей предприятиями холдинга РАО «ЕЭС России» было вполне ожидаемо.

В условиях дисбаланса спроса и предложения электроэнергии средствами регулирования становятся структурная перестройка экономики, энергосбережение и временные отключения потребителей. Необходимость структурной перестройки российской экономики в направлении интенсивного развития малоэнергоемких отраслей, производящих продукцию с высокой добавленной стоимостью (ВДС), достаточно очевидна. Она будет обеспечивать энергосбережение в процессе развития национальной экономики при создании соответствующих экономических и организационных стимулов. При этом накопленный потенциал электросбережения из-за технико-технологических и организационных несоответствий уже сегодня является реальной базой для эффективного развития дальнейшей электрификации страны.

В «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» предусматривается экономия электроэнергии за счет сокращения ее нерационального использования по сравнению с 2000 г.: в 2010 г. на 60–130 млрд. кВт.ч; к 2020 г. — 190–300 млрд. кВт.ч [13]. Для оценки областей реализации имеющегося потенциала электросбережения необходимо рассмотреть структуру и масштабы потребления электроэнергии в России.

В табл. 3 и 4 приведены основные социально-экономические показатели развития страны и корреспондирующие им объемы потребления электроэнергии в 1990–2005 гг. Обращает внимание, что среднегодовой темп прироста ВДС за 1998–2005 гг. составлял 6,3 %, тогда как

внутреннее потребление электроэнергии росло всего на 2,2 % в год. Это явилось следствием структурных изменений: доля производства электроемких товаров в ВДС сократилась с 63,9 % в 1990 г. до 44,0 % в 2005 г., соответственно доля производства неэлектроемких услуг возросла с 36,1 до 56,0 %.

По данным табл. 4, основная часть потребления электроэнергии в стране приходится на производство товаров: от 75,3 % в 1990 г. до 66,7 % в 2005 г., несмотря на сокращение абсолютного электропотребления. При этом при росте ВДС по производству услуг в 1,4 раза расход электроэнергии на него вырос менее чем на 10 %. Потребление электроэнергии населением после его роста в 1990–1999 гг. характеризуется стабилизацией в 2000–2005 гг. на среднем уровне 106,9 млрд. кВт.ч в год. Анализ возможных причин такой динамики спроса рассмотрен ниже.

Обращает внимание, что потребление электроэнергии самой отраслью «электроэнергетика» постоянно растет вне зависимости от складывающихся экономических условий. В 2005 г. уже около 1/5 всей производимой электроэнергии в стране расходовалось в самой отрасли. Это во многом связано со всевозрастающим ростом потерь электроэнергии в электрических сетях, сооруженных еще в бывшем СССР. Их конфигурация и пропускные способности не соответствуют реально складывающимся распределениям потоков мощности и энергии в рыночных условиях. Это стало одним из значимых факторов в экономике электроэнергетики.

Одним из основных показателей насыщенности экономики страны электроэнергией и эффективности ее использования является электроемкость ВДС. Главными компонентами, поддерживающими высокие уровни электроемкости в производстве товаров, являются электроэнергетика и промышленность (без электроэнергетики), а в производстве услуг — транспорт (рис. 1).

Электроемкость ВДС электроэнергетики значительно превышает ее уровень в других отраслях промышленности. Так, наиболее электроемкие отрасли — цветная и черная металлургии, химия и нефтехимия — расходуют электроэнергии на 1 тыс. руб. ВДС в 1,8–2,5 раза меньше, чем электроэнергетика (табл. 5). Электроемкости ВДС других отраслей ниже среднего уровня этого показателя эффективности использования электроэнергии в промышленности.

Как следует из табл. 5, электроемкость ВДС в 1998–2005 гг. во всех отраслях промышленности снижалась, что происходило за счет опережающего роста ВДС. Исключением является электроэнергетика, где высокими темпами растут потери электроэнергии (табл. 4). В прочих отраслях промышленности также наблюдался незначительный рост электроемкости ВДС.

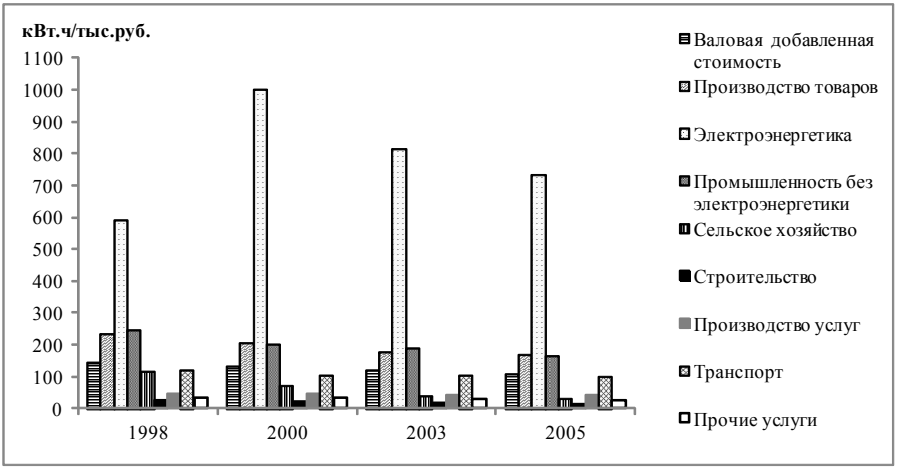


Рисунок 1. Электроемкость ВДС отраслей экономики.

Источник: рассчитано по [14, 15].

Таблица 2. Среднедушевой ВВП и электроемкость ВВП ведущих стран мира*.

Страна	1993 г.		1996 г.		1999 г.		2002 г.		2002 г./1993 г., %	
	тыс. долл./чел.	кВт.ч/тыс. долл.	тыс. долл./чел.	кВт.ч/тыс. долл.	тыс. долл./чел.	кВт.ч/тыс. долл.	тыс. долл./чел.	кВт.ч/тыс. долл.	тыс. долл./чел.	кВт.ч/тыс. долл.
Россия	5,0	1244	6,8	810	6,1	901	8,0	728	160,5	58,5
Великобритания	16,9	305	19,5	287	23,4	249	28,9	212	171,0	69,6
Германия	18,5	329	21,3	298	24,6	258	26,6	244	143,8	74,2
Италия	17,9	205	20,6	192	23,9	178	26,7	172	149,2	83,9
США	24,3	511	27,9	466	33,7	402	36,2	371	149,0	72,5
Франция	18,7	416	20,4	408	23,5	358	28,5	311	152,4	74,9
Япония	20,2	341	24,0	319	24,9	317	27,3	286	135,1	84,1

** ВВП — по ППС.*
Источники: [9, 10].

Таблица 3. Основные социально-экономические показатели развития РФ в ценах 2000 г., млрд. руб.

Показатель	1990 г.	1995 г.	1998 г.	2000 г.	2003 г.	2005 г.	1998 г./1990 г., %	2005 г./ 1998 г., %	
								за период	за год
Валовой внутренний продукт	11147	6921	6436	7306	8627	9841	57,7	152,9	6,25
Валовая добавленная стоимость*	9644	6025	5656	6472	7644	8697	58,6	153,8	6,34
производство товаров**	6161	2643	2344	2905	3472	3826	38,0	163,3	7,26
производство услуг***	3484	3382	3312	3567	4172	4871	95,1	147,1	5,67
Численность населения (на конец года), млн. чел.	148,3	148,3	146,3	146,3	144,2	142,8	98,7	97,6	-0,3
в том числе занятых в экономике	75,3	64,1	63,8	65,3	67,2	68,7	84,7	107,7	0,07
Жилищный фонд, млн. кв.м	2425	2645	2738	2787	2885	2956	112,9	108,0	1,11

** Без налогов и субсидий.*
*** Без прочих видов деятельности по производству товаров.*
**** Включая прочие виды деятельности по производству товаров.*
Источники: [9, 14].

Таблица 4. Электропотребление России, млрд. кВт.ч.

Показатель	1990 г.	1995 г.	1998 г.	2000 г.	2003 г.	2005 г.	1998 г./ 1990 г., %	2005 г./ 1998 г., %	
								за период	за год
Собственное производство электроэнергии	1082,2	860,0	827,2	877,8	916,3	953,0	76,4	115,2	2,04
Сальдо экспорта-импорта	8,3	23,0	18,0	14,1	13,4	12,4	216,7	68,7	-4,00
Внутреннее потребление электроэнергии	1073,8	837,0	809,1	863,2	902,9	940,7	75,4	116,3	2,18
производство товаров	808,4	586,0	553,9	597,8	620,3	627,3	68,5	113,3	1,80
производство услуг	187,9	156,5	153,4	159,1	178,1	205,8	81,6	134,2	4,29
население	77,5	94,5	101,9	106,3	104,5	107,6	131,4	105,6	0,08
Потребление электроэнергии электроэнергетикой	173,8	160,0	158,6	178,2	182,4	189,2	91,3	119,3	2,55
собственные нужды отрасли	89,5	76,5	65,4	76,6	71,9	76,6	73,0	117,1	2,28
потери электроэнергии	84,3	83,5	93,2	101,6	110,5	112,6	110,6	120,8	2,74

Источник: [9].

Таблица 5. Электроемкость валовой добавленной стоимости по отраслям промышленности в ценах 2000 г., кВт.ч/тыс. руб.*

Отрасль промышленности	1998 г.	2000 г.	2003 г.	2005 г.	2005 г./ 1998 г., %
Промышленность, всего	297,7	267,2	241,5	202,9	68,2
Электроэнергетика	589,6	1001,6	814,3	731,3	124,0
Топливные отрасли	181,8	110,6	109,5	84,4	46,4
Черная металлургия	606,7	418,6	322,2	301,4	49,7
Цветная металлургия	637,7	462,0	449,9	402,9	63,2
Химическая и нефтехимическая	435,2	341,7	399,1	300,9	69,1
Машиностроение и металлообработка	143,9	133,9	117,7	90,4	62,8
Лесная, деревообрабатывающая, целлюлозно-бумажная	275,5	211,3	230,3	142,8	51,8
Промышленность стройматериалов	176,5	194,4	176,3	153,7	87,1
Легкая	121,2	159,3	122,3	139,1	114,7
Пищевая	46,2	55,3	51,5	43,0	93,0
Прочие отрасли промышленности	83,0	107,7	79,5	86,5	104,1

** Рассчитано по [9, 14].*

Приведенным выше уровням электроемкости ВДС соответствует структура потребления электроэнергии в отраслях экономики и промышленности по направлениям ее использования, оцененная по данным Ю. В. Синяка и С. А. Шанина (табл. 6).

Как видно, около половины всей электроэнергии в стране расходуется на двигательную силу, главным образом, на транспорте, в топливных отраслях и электроэнергетике. На технологические процессы расходуется менее 16% электроэнергии. Ее основными потребителями являются цветная металлургия (ведущая технология — электролиз), черная металлургия (производство ферросплавов), электроплавка стали (нагрев заготовок под прокатку), машиностроение и металлообработка (нагрев изделий при ковке, штамповке и термообработке). В то же время значимыми являются потери электроэнергии, особенно в электроэнергетике.

Внедрение современных видов электропривода, обеспечение нормативных пропорций между электродвигателями и рабочими органами установок, другие технико-технологические решения могут дать существенную экономию электроэнергии на двигательную силу. Масштабные резервы электросбережения в технологических нуждах связаны с переходом к современным электролизерам в производстве алюминия, энергоэкономичной геометрии дуговых сталеплавильных

печей, к направленной ликвидации возникающей реактивной мощности в процессах электролиза и рудотермии, развитию других электросберегающих технологий.

Таблица 6. Структура потребления электроэнергии в отраслях экономики и промышленности России по направлениям использования, 2000 г. (оценка), % *.

Отрасль	Потребление, всего	В том числе:				
		технологические нужды	двигательная сила	освещение	устройства контроля, учета и управления	потери
Потреблено, всего	100,0	15,7	47,3	10,0	12,5	14,5
Промышленность	64,6	92,6	67,4	24,7	24,7	87,0
Электроэнергетика	20,6	5,6	12,2	8,9	8,9	82,8
Топливная	7,3	1,3	14,4	1,2	1,2	0,2
Черная металлургия	6,9	9,7	9,9	2,5	2,5	0,4
Цветная металлургия	10,8	48,3	5,0	3,6	3,6	0,6
Химическая и нефтехимическая	4,6	6,2	6,9	1,5	1,5	0,3
Машиностроение и металлообработка	4,8	10,7	5,1	2,7	2,7	0,5
Лесная, деревообрабатывающая, целлюлозно-бумажная	2,2	0,9	3,7	1,3	1,3	0,2
Промышленность стройматериалов	1,4	1,0	2,5	0,4	0,4	0,1
Легкая	0,5	0,3	0,8	0,4	0,4	0,1
Пищевая	1,3	1,5	1,9	0,7	0,7	0,1
Прочие отрасли промышленности	4,1	7,1	4,9	1,5	1,6	0,3
Строительство	1,2	0,0	2,1	0,7	0,7	0,1
Сельское хозяйство	3,5	0,0	3,7	7,0	7,0	1,2
Транспорт	7,1	0,0	14,2	1,4	1,4	0,2
Социальная сфера, в том числе:	16,3	0,0	5,1	55,3	55,2	9,5
коммунально-бытовое хозяйство	3,9	0,0	1,2	13,4	13,4	2,3
население	12,4	0,0	3,9	41,9	41,8	7,2
Прочие отрасли	7,4	7,4	7,5	10,9	10,9	1,9
Итого по экономике	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

** Рассчитано по [16].*

Таблица 7. Полный и экономически обоснованный потенциалы электросбережения за счет организационных и технических мер, 2000 г. (оценка), млрд. кВт.ч *.

Отрасль	Полный потенциал	Экономически обоснованный потенциал
Промышленность	192,8	146,4
Электроэнергетика	53,5	39,2
Топливная	30,2	29,5
Черная металлургия	25,2	22,1
Цветная металлургия	27,9	12,9
Химическая и нефтехимическая	17,0	14,9
Машиностроение и металлообработка	16,3	12,8
Лесная, деревообрабатывающая, целлюлозно-бумажная	8,9	8,5
Промышленность стройматериалов	4,8	4,5
Легкая	2,1	2,0
Пищевая	4,9	4,4
Прочие отрасли промышленности	2,0	1,8
Строительство	4,6	4,5
Сельское хозяйство	14,8	13,3
Транспорт	15,3	15,3
Коммунально-бытовое хозяйство	17,3	15,1
Население	54,4	44,8
Прочие отрасли	28,3	23,8
Всего	327,5	269,4
В среднем от годового электропотребления, %	38,0	31,0

** Рассчитано по [16].*

Потери электроэнергии, как уже отмечалось, связаны с состоянием электрической сети. Вторыми по значимости являются расходы электроэнергии в домохозяйствах населения, эксплуатирующих электроприборы и устройства устаревших конструкций, а также вследствие большого удельного веса обветшалого жилого фонда со старой внутридомовой распределительной электросетью. Существуют большие не реализованные возможности снижения потребления электроэнергии на освещение за счет перехода от ламп накаливания к новым электросберегающим источникам света. Все это позволяет обоснованно ожидать в перспективе существенного сокращения нерационального использования электроэнергии.

Таблица 8. Альтернативные оценки потенциала организационно-технологических мер экономии электроэнергии, 2000 г., млрд. кВт.ч (округленно).

Отрасли экономики	ИНЭИ РАН*	ИНП РАН**	
		Полный	Экономически обоснованный
Топливно-энергетический комплекс	29–35	84	69
в том числе электроэнергетика и теплоснабжение	23–28	54	39
Промышленность и строительство	110–135	128	100
Транспорт	7–11	15	15
Сельское хозяйство	4–5	15	13
Коммунально-бытовое хозяйство	70–74	86	72
Итого	220–260	328	269

* *Институт энергетических исследований [13].*

** *Институт народнохозяйственного прогнозирования [16].*

Оценки полного и экономически обоснованного потенциалов электросбережения в экономике России за счет организационных и технологических мер приведены в табл. 7. Экономически обоснованное электросбережение составляет не менее 31 % годового электропотребления, или 270 млрд. кВт.ч. Это примерно соответствует расходу электроэнергии в 2000 г. на производство услуг и нужды населения страны (см. табл. 4).

Сопоставление имеющихся оценок возможного электросбережения за счет организационно-технологических мер (табл. 8) достоверно показало, что в стране есть значительный потенциал электросбережения. В первую очередь он сосредоточен в электроэнергетике, промышленности и коммунально-бытовом хозяйстве.

Однако масштабная реализация этого потенциала невозможна без организационно-правовых мер со стороны государства и содержательной и последовательной ценовой политики. Существующий закон «Об энергосбережении» является рамочным и требует для активной реализации подготовки и утверждения ряда подзаконных актов, которых нет. Отдельные положительные усилия носят разрозненный характер, поэтому не могут влиять на тенденцию энергосбережения на страновом уровне.

Расчет на то, что рост тарифов на электроэнергию прямо скажется на повышении ее рационального использования не оправдан, так как он приводит лишь к относительно слабому увеличению себестоимости продукции и переносится на цену ее приобретения. Однако, как было показано в работе [17], опережающий рост цен на продукцию электроэнергетики при прочих равных условиях вызывает снижение уровня

производства. Это связано с тем, что всем остальным отраслям экономики не удается сохранить сложившихся уровней рентабельности, что приводит к сокращению доходности. Если даже уровни рентабельности будут сохранены, то это приведет к снижению динамики ВВП и большему итоговому росту цен.

Как следует из графиков (рис. 2), индексы роста цен на электроэнергию в 2000–2003 гг. опережали динамику индексов других отраслей экономики, что воздействовало стагнирующим образом. Очевидно, что сохранение такой политики будет сдерживать рост отраслей — потребителей электроэнергии. Вместе с тем высокие темпы роста цены электроэнергии являются в том числе следствием стремления быстро накопить финансовые средства для перевооружения и развития электроэнергетики в условиях, когда отсутствуют реальные меры по активному массовому сбережению электроэнергии. В результате такая экономическая политика в электрообеспечении нужд страны инициирует рост цен и сохраняет нерациональное использование электроэнергии, самого дорогого вида энергии в экономике страны.

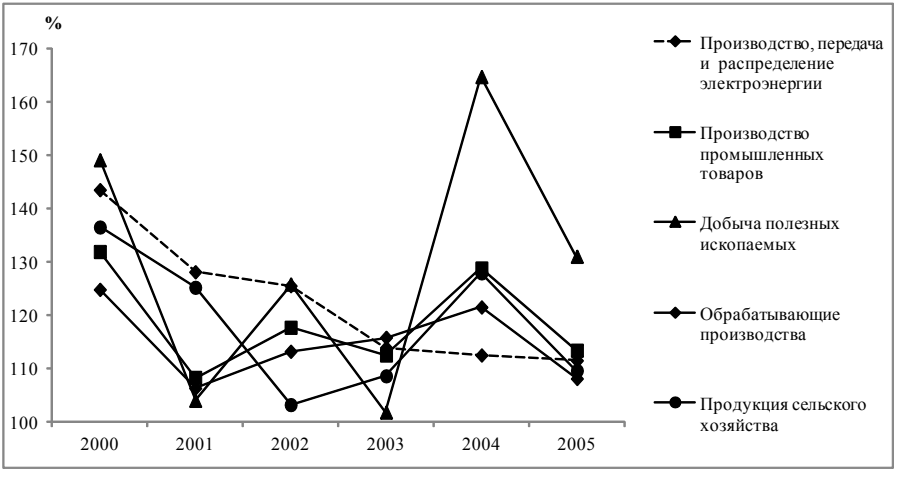


Рисунок 2. Индекс цен производителей по видам экономической деятельности (декабрь к декабрю предыдущего года).

Среднедушевое потребление электроэнергии населением, как было установлено проведенными исследованиями [18,19], существенно зависит от уровня обеспеченности домохозяйств электроплитами, денежных доходов населения и тарифов на электроэнергию. Однако несмотря на кажущуюся очевидность взаимосвязи между величиной регулируемого тарифа и среднедушевого дохода, она полностью отсутствует. Это привело к тому, что покупательная способность среднеду-

шевого денежного дохода по электроэнергии за 1991–2002 гг. уменьшилась в 2,1 раза и только затем начала расти в связи с темпом повышения уровня доходов населения большим, чем темп увеличения тарифа на электроэнергию (табл. 9).

Таблица 9. Изменение среднемесячной покупательной способности среднедушевого дохода населения по электроэнергии, 1991–2005 гг.

Показатель	1991 г.	1995 г.	1998 г.	2000 г.	2003 г.	2005 г.
Годовое потребление электроэнергии населением, млрд кВт.ч	85,1	94,5	101,9	106,3	104,5	107,6
Среднемесячное потребление электроэнергии, кВт.ч/чел.мес.	48	53	58	61	60	63
Среднедушевые денежные доходы населения (в месяц), тыс. руб.*	0,5	515,5	1,013	2,281	5,170	8,023
Тариф на электроэнергию, руб. за 100 кВт.ч	0,00392	8,077	17,09	39,16	81,07	110,6
Покупательная способность, кВт.ч/чел.мес.	11888	6,382	5,927	5,825	6,318	7,253

* *Основной тариф в квартирах без электроплит в текущих ценах.*

Анализ взаимосвязи между этими показателями по всем субъектам Федерации и в целом по стране показал, что она полностью отсутствует. Коэффициент детерминации (R^2) в целом по России за 2004 г. равен 0,07, т. е. связь незначима. Такое рассогласование привело к тому, что влияние вышеназванных факторов на среднедушевое потребление электроэнергии стало разнонаправленным: увеличение обеспеченности домохозяйств электроплитами и денежных доходов населения повышает объем электропотребления, а рост тарифов на электроэнергию ограничивает его.

Эконометрическая зависимость уровней среднедушевого потребления электроэнергии в целом по России и по федеральным округам от трех указанных факторов, полученная на основе данных за 2002–2005 гг., имеет следующий вид:

$$Y = 68{,}98 + 0{,}69\,X - 0{,}32\,Z + 3{,}15\,D \quad R^2 = 0{,}84,$$

где Y — среднедушевое потребление электроэнергии, кВт.ч/чел. мес.; X — доля обеспеченности домохозяйств напольными электроплитами, в процентах от площади жилищного фонда; Z — величина среднего базового[22] тарифа на электроэнергию по России или федеральному

[22] Тариф для городского населения в квартирах или домах без стационарных напольных электроплит и электроотопительных установок.

округу, руб./100 кВт.ч; D — среднедушевой месячный денежный доход, тыс. руб./чел. мес.

Параметры этого регрессионного уравнения показывают, что оно является приемлемым для анализа и прогноза уровней потребления электроэнергии населением. Это позволяет получить приближенные оценки перспективного потребления электроэнергии населением до 2008 г.

Если предположить, что обеспеченность населения электроплитами в среднем по стране будет равномерно возрастать, а динамика роста душевого дохода населения в текущих ценах и базового тарифа на электроэнергию будет соответствовать данным прогноза социально-экономического развития России для периода до 2010 г., подготовленного МЭРТ РФ в 2007 г. [20, 21], то можно ожидать следующего изменения среднедушевого и абсолютного потребления электроэнергии населением (табл. 10), если элиминировать рост электропотребления, вызванный зимними холодами 2006 г.

По данным табл. 10, такой сценарий приводит к постепенному снижению среднедушевого и абсолютного потребления электроэнергии населением России. Влияние тарифов на уровень потребления электроэнергии постоянно возрастает. Так, если в 2002–2003 гг. коэффициент корреляции между тарифами на электроэнергию и уровнями ее потребления в регионах РФ равнялся соответственно (-0,15) и (-0,19), то в 2004 г. он составил уже (-0,27), а в 2005 г. достиг (-0,39). Такая динамика означает, что все сильнее проявляется тенденция обратной связи между уровнями тарифов на электроэнергию и ее потреблением населением. Именно рост тарифов на электроэнергию, согласно расчетам, определяет снижение среднедушевого ее потребления в 2007–2008 гг.

Таблица 10. Приближенная оценка среднедушевого потребления электроэнергии населением России, 2007–2008 гг.

Показатель	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
	(прогноз)			
Обеспеченность электроплитами, %	17,1	17,5	17,9	18,3
Ежегодные темпы роста номинальных среднедушевых доходов населения, %	–	19,0	17,0	15,0
Ежегодные темпы роста тарифа на электроэнергию, %	–	16,7	13,0	14,0
Среднедушевое месячное потребление электроэнергии, кВт.ч/чел. мес.	62,7	66,2	62,1	61,0
Прогноз численности населения*, млн. чел.	143,1	142,5	141,9	141,3
Потребление электроэнергии населением, млрд. кВт.ч	107,6	113,2	105,7	103,4

** Источник: [20].*

Влияние тарифов на потребление электроэнергии, особенно в домохозяйствах располагающих низкими доходами, явно проявилось в социологическом опросе населения, проведенном в сентябре 2005 г. По данным [22], 12 % опрошенных ограничивают себя в потреблении электроэнергии постоянно и еще 22 % — изредка. Таким образом, свыше трети опрошенных российских граждан реагируют на устанавливаемые уровни тарифов на электроэнергию.

Однако если рост тарифов на электроэнергию в 2007–2008 гг. мог бы быть ограничен ожидаемыми темпами инфляции [20], то население получило бы возможность расширить использование электроэнергии на культурно-хозяйственные цели (табл. 11). В этом случае среднедушевое электропотребление к 2008 г. достигнет 66,4 кВт.ч/чел. мес., а абсолютная величина составит около 113 млрд. кВт.ч.

Таким образом, современная электрификация России характеризуется, с одной стороны, большим потенциалом возможного электросбережения, а с другой — стагнацией показателя душевого производства электроэнергии при его росте в развитых странах мира.

Неупорядоченность уровней тарифов на электроэнергию для населения по отношению к их душевым денежным доходам сдерживает рост потребления электроэнергии в этой сфере. Отсутствие общероссийской программы электросбережения и действенных экономических механизмов ее реализации стимулирует только сооружение новых и реконструкцию существующих электроэнергетических мощностей, тогда как более дешевые пути за счет сокращения нерационального электропотребления остаются без должного внимания.

Таблица 11. Приближенная оценка возможного потребления электроэнергии населением России при сохранении темпов роста тарифа на электроэнергию на уровне ожидаемой инфляции, 2005–2008 гг.

Показатель	2005 г.	2006 г.	2007 г. (оценка)	2008 г. (прогноз)
Темпы роста тарифа на электроэнергию, %	–	16,7	8,0*	7,0
Среднедушевое месячное потребление электроэнергии, кВт.ч/чел. мес.	62,7	66,2	64,1	66,4
Потребление электроэнергии, млрд. кВт.ч	107,6	113,2	109,2	112,6

** Фактически за 10 мес. 2007 г. инфляция будет выше.*

Развитие современной экономики любой страны невозможно без наращивания ее электроэнергетического потенциала. Поэтому первоочередной задачей российской электрификации должно быть преодоление негативных факторов, сдерживающих ее рост.

Литература

1. Основные вопросы электрической политики в послевоенную эпоху в России // Электричество. 1917. № 1, № 2–3.

2. План ГОЭЛРО. План электрификации РСФСР. Доклад VIII Съезду Советов Государственной Комиссии по электрификации России. Первое изд. М.: Государственное Техническое Издательство, 1920; Второе изд. М.: Государственное Издательство политической литературы, 1955.

3. Труды ГОЭЛРО. Материалы по электрификации отдельных районов. М.: Наука, 1964.

4. Основные вопросы планирования Единой Энергетической Системы СССР / Под ред. акад. Г.М. Кржижановского и чл.-корр. В.И. Вейца. АН СССР. М.: Изд. АН СССР, 1959.

5. Виленский М.А. Экономические проблемы электрификации СССР. М.: Наука, 1975.

6. Бесчинский А.А., Коган Ю.М. Экономические проблемы электрификации // Энергия. 1976. Второе изд. М.: Энергоиздат, 1983.

7. Н.С. Куленов. Электрификация жилищ. Алма-Ата: Наука, 1984.

8. The Growing Role of Electricity in the Energy Spectrum // World Energy Council. London, UK, 1990; Электрификация в современном мире. М.: Наука, 1990.

9. Российский статистический ежегодник. М.: Госкомстат России (Росстат), 2000–2006.

10. Energy Information Administration. International Energy Annual 2004. URL: www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/table63.xls

11. Виноградова О. Свет в конце реформы // Нефтегазовая вертикаль. 2007. № 7.

12. Горелов Н. Электрический круг. www. riatec. ru. 22.05. 2007.

13. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Министерство энергетики Российской Федерации. М., 2001.

14. Национальные счета России 1997–2005. Офиц. из-ние. М.: Росстат, 2006.

15. Система таблиц «Затраты-выпуск» России за 1998–2003 гг. Офиц. изд. М.: Госкомстат России, 2005.

16. Шанин С.А. Экономическая оценка влияния НТП на потенциал электросбережения в отраслях народного хозяйства // Сборник научных трудов ИНП РАН. М.: МАКС Пресс, 2003.

17. Некрасов А.С., Синяк Ю.В., Узяков М.Н. Электроэнергетика России: экономика и реформирование // Проблемы прогнозирования. 2001. № 5.

18. Некрасов А.С., Семикашев В.В. Затраты на энергию в российских домашних хозяйствах. Экономический журнал ВШЭ. Т. 10, № 3, 2006.

19. Семикашев В.В. Затраты на энергию в российских домашних хозяйствах. Дис. на соискание уч. ст. кандидата экономических наук. ИНП РАН. М., 2007.

20. Сценарные условия социально-экономического развития Российской Федерации на 2008 год и на период до 2010 года и предельные уровни цен (тарифов) на продукцию (услуги) субъектов естественных монополий на 2008 год. Минэкономразвития России. М., март, 2007, macro@economy.gov.ru.

21. Предположительная численность населения РФ до 2025 г. Стат. бюлл. М.: Федеральная служба государственной статистики. 2005.

22. Левашов В.К. Уровень и качество жизни // Энергия: экономика, техника, экология. 2006. № 5.

РАЗДЕЛ IV.
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ РОССИИ

Экономические проблемы теплоснабжения в России [1]

Теплоснабжение в России, несмотря на признание его самым топливоемким [1] и находящимся в критическом состоянии [2] сектором топливно-энергетического комплекса страны, было и остается совершенно нескоординированным в силу своей разобщенности. Оно представлено сегодня в виде разрозненных звеньев, не имеющих в отличие от других отраслей ТЭК единой технической, структурно-инвестиционной, экономической и организационной политики. В поле зрения постоянно находятся лишь теплофикация и централизованное теплоснабжение от АО-энерго. Муниципальные системы теплоснабжения и сфера децентрализованного теплоснабжения, по существу, предоставлены сами себе. Пора, наконец, понять, что то состояние, в котором находится теплоснабжение на большинстве территорий России, может обернуться гуманитарной катастрофой при наступлении заметно холодной зимы. Социальные, экономические и политические последствия таких сбоев в обеспечении теплом могут нанести стране крайне ощутимый ущерб.

Официальными органами не ведется разработка сводного теплового баланса страны. В результате ряд направлений производства и использования тепла[2] не учитывается и, следовательно, не оценивается энергетически и экономически. Разработка баланса тепла и изучение экономической эффективности теплоснабжения сегодня возможны только с привлечением экспертных расчетов и оценок. Нами баланс выполнен по материалам [3–6] и другим источникам (табл. 1). Расчет показывает, что в целом ресурсы тепла, равные в 1997 г. 2,07 млрд. Гкал, снизились по сравнению с 1990 г. примерно на 21 %, главным образом за счет сокращения расхода тепла на про-

[1] Ж. «Проблемы прогнозирования», № 3, 2000 г. Соавтор Воронина С.А. Статья подготовлена при поддержке Российского гуманитарного научного фонда (проект 1998–02–02201).

[2] На производственные нужды, отопление и вентиляцию.

изводственные нужды при одновременном слабом росте бытового теплопотребления.

Обеспечение теплом страны в первую очередь осуществляется котельными, на долю которых приходится почти половина производства тепла. Теплофикация, т.е. комбинированное производство электроэнергии и тепла на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), несмотря на 75-летние усилия по ее развитию, занимает лишь четвертую часть в суммарном отпуске тепла. В то же время именно она стала основой для развития централизованного теплоснабжения и концентрации производства тепла на энергетических установках повышенной мощности. Эти направления были и сохраняются как главные в теплообеспечении страны.

Системами централизованного теплоснабжения (СЦТ) в 1997 г. было отпущено 71 % всего тепла. Помимо ТЭЦ в этих системах работает основная часть котельных мощностью 20 Гкал/ч и выше. Их средняя единичная мощность равна примерно 120 Гкал/ч при средней для России — 10 Гкал/ч. Соответственно единичные производительности были более 200 и около 15 тыс. Гкал/год. Особенно выделяются котельные, снабжающие теплом административные центры субъектов Российской Федерации. Их мощность в среднем по России свыше 30 Гкал/ч, а по группе крупных котельных — более 200 Гкал/ч. В 1997 г. суммарное производство тепла в котельных административных центров составило 637 млн. Гкал, или 43,3 % тепла, отпущенного СЦТ. Оно больше, чем производство тепла на ТЭЦ, сосредоточенных в основном в этих центрах.

В расходе тепла в первую очередь обращает внимание несоответствие потерь тепла по официальной версии Госкомстата России (табл. 1) и по данным специалистов. Так, в концепции, разработанной РАО «ЕЭС России» [6], названы 20-процентные суммарные потери, в том числе 5 % в магистральных и 15 % в распределительных сетях. Это почти в 2,5 раза больше, чем в отчетных данных. Такой разрыв не может быть объяснен статистическим расхождением.

Потери тепла по официальным данным близки к нормативным потерям. Они включаются теплоснабжающими компаниями в себестоимость производства. Сверхнормативные реальные потери тепла при учете его по отпуску из источника и при отсутствии приборов учета у потребителей (это массовое явление) показываются как использованное тепло и оплачиваются потребителем. Величина этой оплаты за непоставленное тепло в целом по России в 1997 г. может быть оценена минимально 21,5–24,0 млрд. руб., включая НДС[3].

[3] Здесь и далее все стоимостные показатели даны в деноминированных рублях.

Следует учитывать, что свыше 40% тепла из СЦТ поступает населению, обеспечивает учреждения здравоохранения, образования, другие общественные и коммунальные нужды. Значительная часть затрат на тепло для этих социально значимых групп потребителей оплачивается из местных бюджетов по статье «возмещение разницы в стоимости тепловой энергии». Создался замкнутый круг, когда теплоснабжающим организациям из бюджетов компенсируются разрывы в стоимости тепла, включая и сверхнормативные потери, за счет налогов, в том числе НДС, взимаемых и за непоставленное тепло. Механизмов, позволяющих сделать прозрачными материально-стоимостные потоки в цепочке «тепло — затраты — оплата», пока нет.

Таблица 1. Укрупненный сводный баланс тепла России, 1997 г. (оценка).

	Млн.Гкал	%		
Ресурсы (отпуск), всего	2070	100,0	100,0	
Централизованное теплоснабжение	1470	–	71,0	100,0
электростанции*	662	–	32,0	45,0
из отборов турбин	530	–	25,6	36,1
котельные	735	–	35,5	50,0
прочие источники**	73	–	3,5	5,0
Децентрализованное теплоснабжение	600	–	29,0	100,0
котельные	258	–	12,5	43,0
автономные источники	342	–	16,5	57,0
потери в тепловых сетях	-120***	-5,8	–	8,2****
Конечное потребление	1950	94,2	–	100,0
промышленность	635	–	–	32,6
сельское хозяйство	113	–	–	5,8
население	743	–	–	38,1
коммунальные и общественные нужды	301	–	–	15,4
прочие потребители	158	–	–	8,1

** ТЭС общего пользования и промышленные.*

*** Утилизационные установки, АЭС, электрокотельные, использованные вентиляционные выбросы.*

**** По официальным данным.*

***** К централизованному теплоснабжению; по разным экспертным оценкам потери реально могут достигать 30%.*

Положение усугубляется тем, что плохое состояние теплоизоляции тепловых сетей осложняется их высокой аварийностью. Она составляет 0,9 случаев повреждения на километр в год для трубопроводов больших диаметров и 3 случая/км в год — трубопроводов диаметром менее 200 мм [7]. Примерно 15% тепловых сетей из 520 тыс. км теплопроводов (в однотрубном исчислении) нуждаются в срочной замене.

Коррозионные и другие повреждения привели к уменьшению срока службы тепловых сетей до 10–18 лет, что в 1,5–2,5 раза меньше нормативного. Их ускоренная замена требует сокращения сроков амортизации и привлечения инвестиционных кредитов под коммерческие проценты. Это ведет к существенному увеличению себестоимости тепла. Малореально, чтобы теплоснабжающие организации со слабой финансовой базой нашли приемлемые решения в условиях жесткого регулирования тарифов на теплоэнергию и относительно невысокой платежеспособности потребителей.

Современное материально-техническое и финансово-экономическое состояние теплоснабжающих организаций не дает им возможности, за редким исключением, надежно обслуживать и развивать СЦТ. В этих условиях развернувшаяся в стране кампания по установке приборов учета, хотя снижает платежи потребителей за тепло, но при развитии этого процесса может уменьшить до критических размеров финансовые поступления производителям. В результате они не смогут поддерживать даже сегодняшнее состояние малонадежных систем теплоснабжения, которые являются локальными естественными монополиями.

Ответная мера со стороны теплоснабжающих компаний в виде повышения тарифа на тепло вряд ли может быть эффективной. Из-за низкого уровня доходов социально значимые группы потребителей не смогут оплачивать тепло адекватно возрастающему тарифу. Крупные производственные потребители ускорят переход на собственные источники теплоснабжения.

Развитие этих процессов может реально обернуться коллапсом систем централизованного теплоснабжения и негативными последствиями для общества. Как ни пародоксально, но в сложившихся условиях работы СЦТ сегодня целесообразно ограничить установку теплосчетчиков у потребителей (за исключением социально значимых, финансируемых из местных бюджетов) до создания относительно устойчивой экономичности теплоснабжающих организаций. Как показано ниже, она далека от нормальной.

На основе баланса тепла становится возможной оценка расходов электроэнергии, топлива и первичных энергоресурсов, идущих на производство и транспорт тепла (табл. 2). В 1997 г. на эти цели было израсходовано 62,4 млрд. кВт.ч, или 7,5% выработанной в стране электро-

энергии, главным образом на подпитку и перекачку теплоносителя по трубопроводам. Обеспечение теплом потребителей потребовало расхода около 380 млн.т у.т., а с учетом затраченной электроэнергии — около 401 млн.т у.т., или примерно 45 % потребленных в стране первичных энергоресурсов.

Как отмечено в [6], теплофикация обеспечивает экономию топлива на элетростанциях в размере ~ 20 млн.т у.т. в год. Однако если учесть реальные потери тепла в тепловых сетях и электроэнергию, потраченную на перекачку теплоносителя, то перерасход топлива значительно превышает эту экономию. Оценку эффективности теплофикации, как и централизованного теплоснабжения в целом, следует определять по результатам у потребителей тепла, а не у его производителей.

Таблица 2. Укрупненная оценка расходов электроэнергии* и первичных энергоресурсов** на отпущенное тепло в России, 1997 г.

Теплоснабжение	Млрд. кВт.ч	%	Млн.т у.т.	%
Централизованное	55,0	88,1	269,0	65,4
котельные	21,2	–	143,0	–
электростанции	23,2	–	104,2	–
прочие источники	10,6	–	14,8	–
Децентрализованное	7,4	11,9	138,6	34,6
котельные	7,3	–	51,0	–
автономные установки	0,1	–	87,6	–
Итого	62,4	100,0	400,6	100,0

** Включает расходы на перекачку теплоносителя в централизованном теплоснабжении, собственные нужды установок и расходы электрокотлов.*

*** Включает расходы топлива на производство тепла и использованную электроэнергию.*

Основным видом топлива в теплоснабжении является газ (табл. 3). В то же время в преобладающей части малых котельных и индивидуальных установках сжигается главным образом твердое топливо, наименее приемлемое в экономическом и экологическом отношениях. Выборочные обследования показывают, что удельные расходы условного топлива здесь в среднем на 40–50 %, а в крайних случаях в 2,5–3,0 раза превосходят нормативные значения.

Теплоснабжение городов от ТЭЦ породило серьезную экологическую проблему. На них производятся избыточные объемы электроэнергии, на 30–40 % и более превышающие городскую потребность. Это ухудшает экологическую обстановку, вызывает повышенные затраты на устранение последствий от загрязнения окружающей среды. Особенно там, где в крупных городах ТЭЦ работают на угле. В этой связи становится актуальным вопрос о способе выбора мощности ТЭЦ не по

тепловому, а по электрическому графику энергопотребления, предложенному в [8]. Фиксированная обоснованная доля ТЭЦ в графике электрической нагрузки города в конечном итоге будет определять объем комбинированной выработки электроэнергии и тепла.

Таблица 3. Структура первичных энергоресурсов, использованных для производства и транспорта тепла, 1997 г. (оценка).

Расход энергоресурсов	Всего	В том числе		
		газ	жидкое	твердое
Для производства тепла, всего				
млн.т у.т.	401	232	73	94
%	100,0	57,9	18,2	23,4
Централизованное теплоснабжение				
млн.т у.т.	243	151	47	45
%	100,0	62,2	19,3	18,5
Децентрализованное теплоснабжение				
млн.т у.т.	136	68	25	43
%	100,0	50,0	18,4	31,6
Электроэнерия для производства и транспорта тепла,				
млн.т у.т.	22	14	2	6
%	100,0	63,6	9,1	27,3

Расход топлива на отопление и вентиляцию в конкретном году существенно зависит от хода температур наружного воздуха в течение отопительного периода. Анализ 100-летних рядов среднесуточных температур показал, что при наступлении зимы более холодной, чем соответствующая среднемноголетнему значению, надежное теплоснабжение невозможно без дополнительных запасов топлива в размере 10–31 % (в зависимости от района страны) его среднего расхода в отопительный период. При этом в Центре, на Северо-Западе, Волге и Урале, т.е. районах основного потребления тепла, холодные зимы наступают практически одновременно. Асинхронное появление холодных зим наблюдается на Северном Кавказе и к востоку от Урала [9].

Для компенсации многолетних колебаний расхода топлива рекомендуется проводить определение необходимых для этого запасов, исходя из предположения о возможном наступлении подряд двух холодных зим, с расчетной обеспеченностью 97–98 % [10]. Таких запасов топлива в стране нет. Практически в течение всех лет переходной экономики имеет место невыполнение плановых заданий по накоплению запасов и своевременным поставкам угля и мазута для ТЭЦ и котельных. По оценке заместителя Министра топлива и энергетики

В.В. Кудрявого, запасы топлива на 1 октября 1999 г. снизились относительно их уровня на начало отопительного периода 1998/1999 г., когда было сэкономлено 20 млн.т благодаря теплой зиме [11]. В этих условиях страна совершенно не застрахована от перебоев в теплоснабжении в зимний период.

Тепло от электростанций и котельных, обеспечивающих почти 80% его отпуска в стране, характеризуется заметной дифференциацией объемов и структуры по регионам (табл. 4).

Таблица 4. Производство теплоэнергии и ее структура по регионам России, 1997 г.

Регион	Всего		Электростанции РАО «ЕЭС России» и АО-энерго		Котельные	
	Млн.Гкал	%	Млн.Гкал	%	Млн.Гкал	%
Россия, всего	1616	100,0	553		1063*	
%		100		34		66
Северо-Запад	187	11,6	47		140	
%		100		25		75
Центр	481	29,8	146		335	
%		100		30		70
Волга	196	12,1	83		113	
%		100		42		58
Юг	51	3,2	9		42	
%		100		18		82
Урал	348	21,5	133		215	
%		100		38		62
Сибирь	256	15,8	107		149	
%		100		42		58
Восток	97	6,0	28		69	
%		100		29		71

**Статистическое расхождение составляет 19 млн.Гкал.*

В 1997 г. в Центре было произведено почти 30% всего тепла при ~ 3% на Юге. Во всех регионах производство тепла котельными больше, чем электростанциями: от 58% на Волге и в Сибири до 82% на Юге. Поэтому именно техническим и экономическим состоянием котельных в первую очередь определяется надежное и эффективное обеспечение теплом нужд страны. Однако оно явно неудовлетворительное.

Анализ себестоимости, цены и рентабельности отпускаемого тепла показывает отсутствие какой-либо экономической координа-

ции во всех регионах России (табл. 5). Как видно, себестоимость отпуска тепла АО-энерго и электростанциями РАО «ЕЭС России» [12] всюду ниже, чем котельными. В частности, это достигнуто за счет изменения на ТЭЦ с января 1996 г. метода разделения расходов топлива на производство электроэнергии и тепла. В результате, по данным [3], в среднем по электроэнергетике удельный расход топлива снизился на тепло примерно на 15 % при одновременном росте его расхода на электроэнергию на ~ 11 %. Это несколько повысило рентабельность отпуска тепла электростанциями, но не сделало их конкурентоспособными. Цена тепла, отпускаемого электростанциями в регионах, в основном выше, чем котельными, которые отпускают тепло, как правило, себе в убыток.

Таблица 5. Себестоимость, цена и рентабельность отпуска тепла по регионам, 1997 г.

Регион	Себестоимость, руб./Гкал			Цена, руб./Гкал			Рентабельность, %		
	АО-энерго*	котельные	средневзвешенная	АО-энерго*	котельные	средневзвешенная	АО-энерго*	котельные	средневзвешенная
Россия, всего	80,7	143,2	125,8	91,4	112,3	106,5	13,3	-21,6	-15,4
Северо-Запад	101,4	104,1	103,5	92,5	75,0	79,1	- 8,8	-27,9	-23,6
Центр	74,8	81,8	80,0	85,3	70,0	74,2	14,0	-14,4	- 7,3
Волга	73,4	115,8	103,0	73,3	115,4	102,7	- 0,1	- 0,4	-0,3
Юг	84,3	109,8	105,5	99,9	82,0	85,0	18,4	-25,4	-19,4
Урал	68,1	78,4	75,4	87,0	52,0	62,2	27,8	-33,7	-17,5
Сибирь	82,4	472,4	351,9	91,2	346,0	267,3	10,6	-26,7	-24,0
Восток	148,8	185,3	176,4	194,5	257,2	241,9	30,7	38,8	37,1

** Электростанции РАО «ЕЭС России».*

Неудовлетворительное экономическое состояние теплоснабжения стало хроническим, несмотря на постоянную финансовую поддержку местных бюджетов теплоснабжающих организаций. У компаний, обеспечивающих страну теплом, сегодня нет собственных источников инвестиций даже для простого воспроизводства. По отрасли «электроэнергетика», по данным Росстатагентства, полностью амортизированные (изношенные) основные производственные фонды тепловых электростанций и тепловых сетей в последние годы не менее чем на треть превышают их незавершенное строительство, а самостоятельных котельных — в 6 раз. Таким образом, имеющиеся строительные заделы не могут компенсировать выбы-

тия мощностей. Общее число котельных в стране за 1990–1997 гг. сократилось примерно с 200 до 73 тыс. Отсутствие инвестиционного финансирования активно подрывает надежность теплоснабжения, а капитальные ремонты не в состоянии остановить деградацию его технического уровня.

Относительные оценки стоимости тепла, отпущенного котельными России, выполненные для условий 1997 г., показали, что нет общего решения проблемы повышения экономичности теплоснабжения. При переходе котельных в режим самоокупаемости с нулевой рентабельностью дополнительное увеличение расходов у потребителей за счет роста средней цены тепла (или снижения затрат у производителей) составляет 44,3 млрд. руб., или 27,5 % объема годовой выручки. При создании режима самообеспечения условно с рентабельностью 20 % дополнительные расходы составят 85,3 млрд. руб., если соответственно увеличить среднюю цену 1 Гкал тепла. Без изменения средней цены тепла такого уровня рентабельности можно достичь, если снизить затраты на эксплуатацию на 71,1 млрд. руб. Очевидно, что оба направления малореальны.

Неблагополучие в теплоснабжении отчетливо проявилось в годы переходной экономики. Оно стало отражением несоответствия рыночным отношениям функционирования теплофикации и СЦТ, созданных на основе крупных энергетических объектов в другой экономической среде. Их развитие в течение нескольких последних десятилетий осуществлялось в русле государственной патерналистской инвестиционной и ценовой политики, направленной на создание в первую очередь уникальных энергетических объектов, олицетворяющих собой научно-технический прогресс. На этом направлении концентрировались усилия НИОКР и производственные мощности энергетического машиностроения, впечатляющие технические результаты которых широко известны.

Сооружение ТЭЦ со все возрастающей единичной мощностью теплофикационных агрегатов, крупных котельных и тепловых сетей, особенно больших диаметров, велось за счет средств государственного бюджета, а присоединение к СЦТ стимулировалось низкой стоимостью теплоэнергии. При этом не обеспечивалась комплексность развития СЦТ: технический уровень сооружаемых тепловых сетей уже давно не соответствовал требованиям их надежной работы.

В новых экономических условиях, не адекватных прежним механизмам функционирования, при отсутствии бюджетной подпитки в СЦТ стали быстро развиваться негативные тенденции, препятствующие надежному и экономичному обеспечению теплом социально значимых и производственных потребителей. Сегодня для поддержания теплофикации и централизованного теплоснабжения требуется найти решение трудной задачи обеспечения нужд населения

и производства с помощью неэкономичных и малонадежных источников и трубопроводных систем транспорта тепла. Кардинальных решений здесь пока нет.

Разработка оборудования и сооружение котельных малой мощности, автономных и индивидуальных источников тепла не имели действенной государственной поддержки, как не отвечающие генеральной линии на концентрацию и централизацию. Такие котельные и автономные теплогенераторы сооружались, как правило, за счет средств местных бюджетов и населения, которые не располагали достаточными финансовыми и материальными ресурсами и создавались на несовершенной научно-технической базе. Сегодня в основном технически отсталое отечественное производство оборудования для децентрализованного теплоснабжения практически уступило внутренний рынок (емкостью не менее 250–400 млн. руб./год в ценах 1999 г.) импортным поставкам. При выполнении работ «под ключ» объем этого рынка увеличивается в 2,0–2,5 раза.

В сложившихся условиях явно недостаточны усилия, которые предпринимаются по сокращению теплорасточительства, структурно-технологической перестройке и повышению экономичности теплоснабжения. Роль теплоснабжения недооценивается как в обеспечении развития национальной экономики, так и укрепления энергетической безопасности страны. Нет общей концепции снабжения теплом. Предложения многих организаций и специалистов по экономически эффективной эксплуатации и устойчивому развитию теплоснабжения, накопленные трудным опытом в переходной к рыночной экономике России, остаются в большой мере не востребованными.

Их необходимо использовать именно сейчас, когда спектр возможных решений весьма сужен из-за финансового, экономического и технического состояния теплоснабжения. Качество и экономичность теплоснабжения как в централизованном, так и в децентрализованном секторах пересекли критический рубеж. Масштабность проблемы и огромная социальная ответственность требуют объединенных усилий по разработке стратегии обеспечения нужд производства и населения России теплом в условиях рыночной экономики.

Нужна государственная программа, определяющая основные направления действий на федеральном и региональном уровнях по созданию конструктивных условий для безопасного, надежного и экономичного теплоснабжения, включая теплофикацию. Сегодня остается невостребованным достаточный потенциал знаний, технических, организационных и экономических решений, необходимых для реорганизации теплоснабжения в самостоятельную отрасль ТЭК и национальной экономики.

Литература

1. Новая энергетическая политика России. М.: Энергоиздат, 1995.

2. Бушуев В.В., Воропай Н.И., Мастепанов А.М. и др. // Энергетическая безопасность России. Новосибирск, 1998.

3. Обзор показателей топливоиспользования тепловых электростанций акционерных обществ энергетики и электрификации России за 1996 и 1997 г. РАО «ЕЭС России» Департамент электрических станций, СПО Оргрэс, М., 1997, 1998.

4. Социально-экономическое положение России. Ежемесячный обзор. М.: Госкомстат РФ, 1997, 1998.

5. Сводный отчет о работе отопительных котельных и тепловых сетей по Российской Федерации за 1997 г. М.: Госкомстат РФ, 1998.

6. Концепция РАО «ЕЭС России» технической и организационно-экономической политики в области теплофикации и централизованного теплоснабжения. М., 1997.

7. Шмырев Е.М., Сатанов Л.Д. Некоторые аспекты энергосбережения в системах централизованного теплоснабжения // Энергетик. 1998. [1] 6.

8. Дунаевский Н.И. Технико-экономические основы теплофикации. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1952.

9. Кол. авт. Надежность топливоснабжения электростанций. М.: Наука, 1990.

10. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. М.: Наука, 1983.

11. Независимая газета, 1999, 28 ноября.

12. Экономическая стратегия в электроэнергетическом комплексе / Под ред. В.И.Эдельмана. М.: НИИ экономики энергетики, 1998.

Современное состояние теплоснабжения России [4]

Обеспечение тепловых нужд страны выходит далеко за пределы отраслевой энергетической задачи. Социально-экономическая значимость теплоснабжения определяется превалирующим потреблением тепла на отопление и горячее водоснабжение жилищ и социально-бытовые нужды населения в разных природно-климатических и экономических условиях регионов России. Особенно сильно значение тепла проявляется в холодное время года, когда от обеспечения теплом, по существу, зависит жизнедеятельность страны.

Климатические условия на территории России повсеместно требуют отопления жилого, общественного и производственного фондов. При этом региональное разнообразие температурных режимов существенно отличает ее от большинства стран остального мира.

Так, диапазон средних температур самой холодной пятидневки года, по которой определяется мощность теплоснабжающих установок, составляет от -14 °С (Дагестан) до -54 °С (Саха (Якутия)). Длитель-

[4] Ж.«Проблемы прогнозирования», №1, 2011. Соавторы: Синяк Ю.В., Воронина С.А., Семикашев В.В. Статья подготовлена при финансовой поддержке Российского гуманитарного научного фонда (проект №08–02–00431а).

ность отопительного периода, которая прямо влияет на показатели работы теплоснабжающих систем, различается по отдельным регионам в 2 раза: от 5 мес. (Дагестан, Адыгея) до 10 мес. в году (Коми). Средняя температура в отопительный период в субъектах Федерации изменяется от +2,7 °С (Дагестан) до –20,6 °С (Саха (Якутия)). При этом только в одиннадцати регионах среднегодовые температуры отопительного периода — положительные. Эти регионы, главным образом, находятся в Северо-Кавказском и Южном федеральных округах. Большое различие климатических условий вынуждает иметь системы теплоснабжения, адекватные разнообразным конкретным требованиям к обеспечению теплом.

Теплоснабжение по расходу первичных топливно-энергетических ресурсов является самым крупным сегментом в энергообеспечении страны. Однако, как показано в ряде работ [1–4 и др.], техническое состояние теплового хозяйства России и его производственная деятельность — ниже критического уровня.

Россия занимает первое место в мире по масштабам теплоснабжения: объему производства тепла, развитию теплофикации, протяженности тепловых сетей, расходу топлива на производство тепла. В то же время этот сегмент топливно-энергетического комплекса страны был и остается совершенно нескоординированным в силу своей разобщенности. Теплоснабжение представлено сегодня в виде разрозненных звеньев, не имеющих, в отличие от других отраслей ТЭК, единой технической, структурно-инвестиционной, экономической и организационной политики.

В целом тепловое хозяйство России — это множество локальных систем централизованного (СЦТ) и децентрализованного (ДТ) теплоснабжения, рассредоточенных по отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям. В то же время тепловое хозяйство имеет общенациональный характер, поэтому его следует рассматривать как отрасль топливно-энергетического комплекса со своими внутренними и внешними материальными, финансовыми, технико-технологическими и организационными связями.

Основные количественные показатели масштабов теплового хозяйства России приведены в табл. 1. В этой сфере деятельности с 90-х годов XX столетия наблюдается ежегодное сокращение числа технических средств теплоснабжения.

В поле зрения руководящих и хозяйственных органов страны находятся теплофикация и централизованное теплоснабжение от теплогенерирующих источников. Муниципальные котельные и тепловые сети курируются Минрегионом России и правительствами субъектов РФ, а сфера децентрализованного теплоснабжения, по существу, предоставлена сама себе.

Таблица 1. Основные технико-технологические характеристики теплового хозяйства России, 2006 г. (оценка).

Показатель	2006 г.
Число изолированных систем теплоснабжения, тыс. ед.	~ 50
Число предприятий теплоснабжения, тыс. ед.	17,2
Число абонентов предприятий теплоснабжения, млн. ед.	~ 44
Число источников теплоснабжения	
ТЭЦ и КЭС* общего пользования, ед.	332
ТЭЦ промышленных предприятий, ед.	253
Котельные, тыс. ед.	66,0
из них мощностью до 20 Гкал/ч	62,4
Индивидуальные источники тепла, млн. шт.	> 12
Число установленных котлов в котельных, тыс. ед.	179,0
Число центральных тепловых пунктов (ЦТП), тыс. ед.	22,8
Протяженность тепловых сетей**, тыс. км	176,5

** ТЭЦ — теплоэлектроцентрали; КЭС — конденсационные электростанции.*
*** В двухтрубном исчислении.*
Источник: [5].

Официальными органами не ведется разработка сводного теплового баланса страны. Неполные статистические данные есть только по централизованному теплоснабжению. При этом ряд направлений производства и использования тепла не учитывается, следовательно, затруднены оценки их энергетической и экономической эффективности. В официальном статистическом издании «Российский статистический ежегодник» раздел теплоснабжения отсутствует. Тепловая энергия (в единицах условного топлива) представлена лишь отдельным столбцом в укрупненном балансе энергоресурсов. До настоящего времени данные по производству и использованию тепла наиболее полно представлены за 2006 и 2007 г., они и стали основными для проведения аналитической работы.

Система централизованного теплоснабжения. По данным Росстата РФ, в СЦТ в первом десятилетии XXI в. в год отпускается 1410 млн. Гкал тепловой энергии при годовых колебаниях 2,5–5 % средней величины. Характерная структура отпуска по источникам тепла для этого периода дана в табл. 2. Как видно, главными источниками тепла являются котельные (55,7 %), из которых ведущее положение в производстве (отпуске) тепла занимают отопительные котельные мощно-

стью 20 Гкал/ч и более (42,4%). Недостаточное внимание к технико-технологическому состоянию котельных является одной из причин низкой экономичности теплоснабжения.

Таблица 2. Оценка структуры отпуска тепла в системах централизованного теплоснабжения, 2006 г.

Источник тепла	Млн.Гкал	%	Форма Росстата РФ
Отпуск теплоэнергии в СЦТ	1476,5	100,0	ТЭБ
в том числе:			
Электростанции	643,6	43,6	расчет
ТЭЦ и КЭС общего пользования	506,3	34,3	6-ТП
АЭС	3,3	0,2	6-ТП
ГеоТЭС	0,0	0,0	6-ТП
Производственные турбинные ТЭС	133,9	9,1	6-ТП
Нетурбинные установки	0,1	0,0	6-ТП
Котельные	823,0	55,7	расчет
Районные котельные	126,7	8,6	11-ТЭР
бывшего РАО «ЕЭС России»	51,4	3,5	6-ТП
прочие районные котельные мощностью 20 Гкал/ч и более	75,3	5,1	1-ТЕП
Котельные с отопительной нагрузкой мощностью 20 Гкал/ч и более	625,6	42,4	1-ТЕП
Производственные котельные без отопительной нагрузки мощностью 20 Гкал/ч и более	70,7	4,8	расчет
Другие источники тепла	9,9	0,7	6-ТП

Вторую группу теплоснабжающих установок составляют электростанции (43,6%). Среди них основными являются ТЭЦ и КЭС, у которых турбинное оборудование имеет регулируемые и нерегулируемые отборы тепла (34,3%). На производственные турбинные ТЭС, принадлежащие предприятиям в разных отраслях экономики, приходится 9,1% тепла, отпускаемого для общего пользования. Эти две группы источников отпускают в СЦТ России около 99% тепла.

С начала 90-х годов XX в. и до настоящего времени от теплофикационных отборов турбин отпускается 81–86% тепла, производимого электростанциями. Однако увеличивается доля тепла, отпускаемого водогрейными котлами и редукционно-охладительными установками, что снижает эффективность теплофикации.

По данным работы [6], из-за недостатка тепловых нагрузок в июле 2003 г. ограничение мощности ТЭЦ составило свыше 5,2 млн. кВт,

или более 4,3% установленной мощности тепловых электростанций бывшего РАО «ЕЭС России». Это существенно ухудшило показатели работы ТЭЦ, сделало их малоэкономичными по производству тепла и электроэнергии.

В результате, крупные экономически устойчивые производственные потребители ускорили переход на собственные источники теплоснабжения. Себестоимость тепла от собственной котельной предприятия, по имеющимся данным, ниже в 2 раза и более, чем тариф с НДС на тепло от СЦТ. Это означает, что для сохранения таких клиентов ТЭЦ общего пользования должны обеспечить тариф на тепло, поставляемое конечным потребителям, не менее чем на 15–20% ниже себестоимости его производства собственными котельными предприятия. В противном случае не будет заинтересованности в получении тепла от СЦТ.

Однако удержать такой уровень тарифа на тепло в действующих малонадежных и теплорасточительных тепловых сетях СЦТ практически невозможно. Как следствие теплоснабжающие организации в СЦТ все более нацелены на обеспечение нужд населения и социальных потребителей, дотируемых из бюджетных источников.

Другие источники теплоснабжения, традиционно относимые к СЦТ, — это в основном электрокотельные (электробойлерные) для производственных нужд энергосистем и сельскохозяйственных предприятий. В балансе отпуска тепла они составляют менее 1%.

На нужды промышленных предприятий поступает тепло от внутрипроизводственных утилизационных установок, о работе которых данные отсутствуют в публикуемой статистической отчетности. Поэтому они не были включены в круг изучаемых источников тепла.

Следует также иметь в виду, что от турбинных электростанций производственных предприятий основная часть тепла не отпускается на сторону, а направляется на технологические нужды. Выделить ее по данным статистики нет возможности.

В региональном разрезе, по федеральным округам (ФО), производство (отпуск) тепла заметно различается (табл. 3). В федеральных округах с развитыми системами централизованного теплоснабжения (ЦФО, ПФО, СФО, СЗФО, УФО) производится 90% тепла. На ЮФО с СКФО и ДВФО приходится примерно по 5% общего производства тепла. Эти различия определяются многими факторами, в том числе уровнем развития производительных сил регионов, числом городских поселений, где сконцентрированы системы централизованного теплоснабжения, разнообразием климатических условий и др. Так, в ЮФО и СКФО высокая доля сельского населения и относительно теплый климат не способствуют развитию централизованного теплоснабжения. В ДВФО — низкие в сравнении с другими регионами заселенность территории и масштабы экономики.

Основными источниками теплоснабжения во всех федеральных округах, за исключением Приволжского, являются котельные, доля которых составляет от 51,5% (СФО) до 67,9% (ЮФО и СКФО). Только в ПФО электростанции отпускают больше половины тепла (53,2%) (см. табл. 3). Поэтому от технико-технологического, организационного и экономического состояния котельного хозяйства регионов в первую очередь будет зависеть энергетическая и экономическая эффективность централизованного теплоснабжения страны.

Таблица 3. Производство (отпуск) тепла в СЦТ России по федеральным округам и видам источников, 2006 г. (оценка).

Показатель	Всего	ЦФО	СЗФО	ЮФО и СКФО	ПФО	УФО	СФО	ДВФО
Отпуск теплоэнергии в СЦТ, всего, млн.Гкал	1476,5	375,3	200,5	75,1	317,1	170,8	265,0	72,6
%	100,0	25,4	13,6	5,1	21,5	11,6	17,9	4,9
Электростанции, млн.Гкал	643,6	135,4	79,8	24,1	168,6	79,0	128,4	28,3
%	100,0	21,0	12,4	3,8	26,2	12,3	20,0	4,4
ТЭЦ и КЭС общего пользования, млн.Гкал	506,3	115,4	38,8	17,6	150,9	49,9	105,9	27,7
АЭС, млн.Гкал	3,3	2,0	0,7		0,1	0,4		0,2
Производственные турбинные ТЭС, млн.Гкал	133,9	17,9	40,2	6,5	17,7	28,7	22,5	0,4
Нетурбинные установки*, млн.Гкал	0,1		0,0		0,0		0,0	0,0
Котельные, млн.Гкал	823,0	239,5	120,3	51,0	144,1	91,8	132,4	43,9
%	100,0	29,1	14,6	6,2	17,5	11,2	16,1	5,3
Районные котельные, всего, млн.Гкал	126,7	40,0	12,9	8,4	23,1	13,6	23,3	5,2
Котельные с отопительной нагрузкой мощностью 20 Гкал/ч и более	625,6	181,1	98,6	31,6	120,8	59,3	99,7	34,5
Производственные котельные без отопительной нагрузки, мощностью 20 Гкал/ч и более	70,7	18,4	8,8	10,9	0,2	18,9	9,4	4,2
Другие источники, млн.Гкал	9,9	0,48	0,5	0,0	4,4	0,0	4,1	0,4

** 0, 0 — малые величины.*
Источники: [7–9].

Суммарные мощности котельных — основных источников тепла в СЦТ — примерно в равных долях распределяются между котельными, расположенными в административных центрах субъектов Федерации

и вне их (табл. 4). При этом в целом по России и в большинстве федеральных округов большую часть тепловой энергии производят котельные административных центров. Только в УФО и СФО, где административные центры являются одновременно крупными промышленными городами со своими ТЭЦ, доля производства (отпуска) тепла котельными заметно ниже.

Основным показателем энергетической эффективности производства тепла электростанциями и котельными является удельный расход топлива на единицу отпущенной теплоэнергии. Он определяется для ТЭЦ в соответствии с методикой распределения расхода топлива между теплом и электроэнергией, разработанной СПО ОРГРЭС в 1995 г.

До этого использовалась методика расчета по так называемому «физическому методу». Причиной изменения методики было стремление снизить расчетное значение удельного расхода топлива на тепло от ТЭЦ для повышения их конкурентоспособности в сравнении с котельными. В результате оказалось, что энергетическая эффективность теплоснабжения от ТЭЦ существенно зависит от метода его определения.

Таблица 4. Суммарная мощность и производство (отпуск) тепловой энергии котельными с отопительной нагрузкой в СЦТ по федеральным округам России, 2006 г.

Показатель	Суммарная тепловая мощность котельных, тыс. Гкал/ч	Произведено (отпущено) тепловой энергии, млн. Гкал							
		Всего	ЦФО	СЗФО	ЮФО и СКФО	ПФО	УФО	СФО	ДВФО
Всего	465,2	752,3	221,1	111,5	40,1	143,9	72,9	123,0	39,7
В административных центрах субъектов Федерации	229,0	400,3	126,3	60,9	21,7	92,6	18,2	54,2	26,4
Вне административных центров	236,2	352,0	94,8	50,6	18,4	51,3	54,7	68,8	13,3
Доля в суммарной мощности и производстве тепла, %									
Административные центры субъектов Федерации	49,2	53,2	57,1	54,6	54,1	64,3	25,0	44,1	66,5
Прочие населенные пункты	50,8	46,8	42,9	45,4	45,9	35,7	75,0	55,9	33,5

Полный расход топлива на теплоснабжение в СЦТ можно определить расчетным путем. Для электростанций, районных и производственных котельных имеются данные по расходу топлива и его удельным расходам на 1 Гкал в формах Росстата РФ. В то же время

к полному расходу топлива генерирующими источниками тепла следует добавить расход топлива на электроэнергию, затраченную на перекачку теплоносителя. В 2006 г. на эти цели расходовалось в среднем 35,5 кВт.ч/Гкал. Тогда на перекачку тепла в СЦТ всего было израсходовано 52,6 млрд. кВт.ч, что эквивалентно 17,6 млн. т у. т. (табл. 5). Следовательно, в целом с учетом перекачки, на производство (отпуск) тепла в стране необходимо 265,5 млн. т у. т. при расходе топлива на 1 Гкал тепла в СЦТ 180 кг у. т. (в среднем, без учета перекачки — 167,9 кг/Гкал).

Таблица 5. Полный расход топлива на отпуск тепла в СЦТ России, 2006 г. (оценка).

Показатель	Млн. т у.т.	кг у.т./Гкал
Отпуск теплоэнергии в СЦТ, всего	265,5	179,8
в том числе:		
Электростанции	96,7	150,2
ТЭЦ и КЭС общего назначения	73,6	145,4
Производственные турбинные ТЭС	23,1	172,5
Нетурбинные установки	0,0	148,8
Котельные	147,3	179,0
Районные, всего	22,6	178,1
Котельные с отопительной нагрузкой мощностью 20 Гкал/ч и более	112,6	180,0
Производственные котельные без отопительной нагрузки, мощностью 20 Гкал/ч и более	12,1	170,6
Другие источники	3,9	393,9
На перекачку теплоэнергии в СЦТ	17,6	11,9

Источники: [7–9], расчеты авторов.

В использовании топлива на производство (отпуск) теплоэнергии на электростанциях и в котельных в 2000–2007 гг. постоянно возрастала доля газа (на электростанциях — с 63,6 до 69,8 % и в котельных — с 67,1 до 71,9 %) и снижалась доля дорогого топочного мазута (на электростанциях — с 6,2 до 3,0 % и в котельных — с 10,3 до 6,5 %) при относительно небольшом снижении долей каменного и бурого углей (табл. 6).

Таблица 6. Расход и структура используемого топлива в СЦТ на отпуск теплоэнергии электростанциями и котельными.

Показатель	2000 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Расход топлива электростанциями, всего, млн. т у.т.	100,3	95,0	96,7	93,0
Структура использованного топлива, %	100,0	100,0	100,0	100,0
Газ природный	63,6	69,3	67,8	69,8
Уголь каменный	12,8	10,9	10,9	11,1
Уголь бурый	12,4	10,5	10,3	9,7
Мазут топочный	6,2	4,2	4,3	3,0
Прочие виды топлива	5,0	5,0	6,6	6,4
Расход топлива котельными, всего, млн. т у.т.	117,2	117,0	117,6	117,2
Структура использованного топлива, %	100,0	100,0	100,0	100,0
Газ природный	67,1	69,9	70,4	71,9
Уголь каменный	11,3	11,2	10,8	н.д.*
Уголь бурый	5,3	5,1	5,0	4,8
Мазут топочный	10,3	7,5	7,2	6,5
Прочие виды топлива	6,0	6,3	6,6	5,9

** н. д. — нет данных.*
Источники: [7–9].

Тепловые сети. Транспортировка теплоэнергии в СЦТ обеспечивается системами трубопроводов диаметром от 57 до 1400 мм. Из них примерно десятую часть составляют магистральные, а остальные — это распределительные тепловые и паровые[5] сети.

Общая протяженность тепловых сетей в течение 2000–2007 гг. постоянно уменьшалась. К концу периода она составила 92,8 % от уровня 2000 г. (табл. 7), что больше снижения отпуска тепловой энергии в СЦТ. В результате, примерно на 5 % возрос отпуск тепла, приходящегося на 1 км теплотрасс. Анализ структуры тепловых сетей по диаметрам труб показывает, что за период 2000–2007 гг. протяженность трубопроводов больших диаметров (свыше 400 мм) возросла с 8,6 до 9,6 %, а распределительных сетей — уменьшилась. Это показывает, что увеличивался отпуск тепла от источников большей мощности.

[5] Протяженность паровых сетей невелика, что позволяет рассматривать их совместно с тепловыми.

Таблица 7. Протяженность и структура тепловых сетей в СЦТ в двухтрубном исчислении на конец года, 2000–2007 гг.

Год	Протяженность теплосетей, всего, тыс. км	В том числе трубопроводов с диаметром труб, мм				Структура теплосетей, всего, %	В том числе трубопроводов с диаметром труб, %			
		до 200	200–400	400–600	свыше 600		до 200 мм	200–400 мм	400–600 мм	свыше 600 мм
2000	186,6	141,6	29,0	10,6	5,4	100,0	75,9	15,5	5,7	2,9
2005	177,2	132,9	28,4	10,1	5,8	100,0	75,0	16,0	5,7	3,3
2006	176,5	131,7	28,0	10,2	6,6	100,0	74,6	15,9	5,8	3,8
2007	173,1	128,9	27,8	10,3	6,2	100,0	74,5	16,1	6,0	3,6
2007 / 2000, %	92,8	91,0	95,9	97,9	114,8	–	–	–	–	–

Источник: [9].

Проведенный анализ позволил установить, что помимо тепловых сетей, находящихся в составе предприятий жилищно-коммунального хозяйства, есть тепловые сети в составе предприятий электроэнергетики и промышленности. О наличии этих тепловых сетей косвенно можно судить по потокам тепла, отпущенного электростанциями и полученного со стороны тепловыми сетями ЖКХ в 2006 г.:

	Млн. Гкал
1. Отпущено тепла в СЦТ электростанциями	643,6 (см. табл. 2)
2. Получено тепла в СЦТ со стороны	380,1 [9]
3. Отпущено тепла потребителям СЦТ от электростанций и предприятий промышленности	263,5 (1 стр. – 2 стр.)

Разность этих потоков тепла показывает, что потребители вне сети трубопроводов, рассматриваемых в табл. 7, могли получить 263,5 млн. Гкал. тепловой энергии. По осторожной экспертной оценке, для транспорта этого объема тепла протяженность тепловых сетей, не учтенная в табл. 7, может дополнительно составить примерно 20 тыс. км.

Повреждения тепловых сетей привели к уменьшению срока их службы до 10–18 лет, что в 2,5–1,4 раза меньше нормативного [5]. В тех случаях, когда в СЦТ отсутствует химическая подготовка воды, из-за коррозии даже оцинкованные трубопроводы горячего водоснабжения выходят из строя уже после трех-пяти лет эксплуатации [10]. В результате, ускоренная замена трубопроводов требует активного привлечения инвестиционных кредитов под коммерческие проценты, что ведет к существенному увеличению себестоимости отпуска тепла

и тарифов на тепло. Маловероятно, чтобы муниципальные теплоснабжающие организации со слабой финансовой базой нашли приемлемые экономические решения по техническому перевооружению СЦТ в условиях жесткого регулирования тарифов на теплоэнергию и относительно невысокой платежеспособности потребителей, в основном населения.

Технико-технологическое состояние тепловых сетей, находящихся в ведении предприятий ЖКХ, в 2000–2007 гг. постоянно ухудшалось: общая протяженность сетей уменьшалась, а их часть, нуждающаяся в замене, том числе ветхие сети, увеличилась в 1,5 раза. При этом ремонт и замена сетей существенно отстают от необходимого уровня их обновления (табл. 8). Это означает, что за редким исключением работа предприятий ЖКХ, обслуживающих СЦТ, оказалась неэффективной, о чем свидетельствует состояние тепловых сетей и снижение надежности теплоснабжения потребителей.

Таблица 8. Технико-технологическое состояние тепловых сетей ЖКХ (округленно).

Показатель	2000 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2007/2000, %
Общая протяженность сетей	186,6	177,2	176,5	173,1	92,8
в том числе нуждаются в замене, тыс. км	30,3	44,7	44,2	44,8	147,9
в долях от общей протяженности, %	16,2	25,2	25,0	25,9	н.д.
из них ветхие, тыс. км	н.д.*	27,0	30,0	30,6	н.д.
в долях от нуждающихся в замене, %	н.д.	60,5	67,8	68,3	н.д.
Отремонтировано сетей, тыс. км	н.д	н.д.	12,2	13,5	н.д.
в долях от общей протяженности, %	н.д.	н.д.	6,9	7,8	н.д.
Заменено сетей, тыс. км	н.д	5,9	5,7	5,2	н.д.
в долях от нуждающихся в замене, %	н.д.	13,2	12,9	11,6	н.д.
в том числе ветхих, тыс. км	н.д	4,5	4,2	3,9	н.д.
в долях от ветхих, нуждающихся в замене, %	н.д.	16,7	14,0	12,7	н.д.

** Н.д. — нет данных в статистической отчетности.*
Источник: Рассчитано по [9].

По данным за 1997 г. [11] на трубопроводах диаметром менее 200 мм происходило до 90 повреждений в год на 100 км тепловых сетей. Вряд ли можно полагать, что при росте доли тепловых сетей, нуждающихся в замене до 25,9 % в 2007 г. и увеличении в них доли ветхих тепловых сетей (см. табл. 8), можно было предотвратить возникновение аварий.

Сокращение протяженности тепловых сетей в СЦТ и рост их аварийности продолжаются до сих пор и увеличивают риски кризисных ситуаций в теплоснабжении. Это является одной из основных причин их низкой экономичности.

По последним данным [12] за отопительный сезон 2009–2010 гг. (в среднем 30 недель) в стране произошло 36 крупных аварий, т. е. 12 таких аварий каждые 10 недель и 18 тыс. мелких аварий, или 600 в неделю, главным образом из-за износа теплоснабжающих систем. По сравнению с отопительным периодом 2006–2009 гг. число мелких аварий возросло на 27 %. Можно полагать, что тенденция роста этих мелких аварий уже приобрела лавинный характер.

Следствием высокого износа и ветхости тепловых сетей, отсутствия у большей их части современной теплоизоляции стали крайне высокие потери тепла. По данным [13], потери тепла в тепловых сетях в среднем по России в 2008 г. достигли 24,2 %. Однако величина этих потерь должным образом не учитывается и экономически не оценивается. В разных источниках информации называются существенно различающиеся объемы потерь тепла. В первую очередь обращает внимание несоответствие оценок потерь тепла по данным Росстата РФ и специалистов.

По официальным данным Росстата РФ [14], потери тепла в 2008 г. составили 7,1 %, что близко к нормативным значениям, которые включаются теплоснабжающими компаниями в себестоимость отпуска тепла. Однако и реальные сверхнормативные потери тепла в СЦТ при отсутствии приборов учета у потребителей (что является массовым случаем) учитываются как тепло, поставленное потребителям. По показаниям приборов в целом по России оплачивается только 43,2 % объема горячего водоснабжения и 35,2 % объема отопления. В отдельных федеральных округах эти доли еще меньше (табл. 9). Следовательно, сохраняется тенденция занижения потерь тепла в СЦТ и тем самым завышаются объемы тепла, поставленного потребителям и оплачиваемого ими.

Таблица 9. Доля объема отпуска горячей воды и тепловой энергии*, счета на оплату которых выставлены по показаниям приборов учета, %.

Показатель	Россия	ЦФО	СЗФО	ЮФО и СКФО	ПФО	УФО	СФО	ДВФО
Горячая вода	43,2	68,3	21,7	36,4	34,0	35,0	34,1	22,9
Тепловая энергия	35,2	38,0	34,0	24,5	37,4	24,0	35,1	17,5

** Для отопления.*
Источник: [15].

Так, работы по энергосбережению, проведенные в Центральном административном округе г. Москвы показали, что потребление тепла снизилось на 20–67 %, а горячей воды на 21–49 % по сравнению с расчетными нормативами, по которым велась оплата поставщикам [16]. По существу, этот перерасход тепла потребители вынуждены были оплачивать.

В централизованном теплоснабжении России до настоящего времени продолжает сохраняться неопределенность в оценке потерь тепла и установлении его реального расхода на нужды потребителей. Она связана не только с массовым отсутствием у потребителей приборов учета тепла, но и с редким использованием теплоснабжающими компаниями приборов современного контроля состояния источников потерь тепла.

Так, обследование теплотрасс с помощью тепловой инфракрасной аэрофотосъемки позволяет выявлять не только аварийные, но и скрытые при других способах контроля утечки тепла [17]. При тепловизорном контроле зоны обслуживания компании «Мостеплоэнерго» ежегодно выявляется от 1,7 до 2,8 случаев на 1 кв. км обследованной территории скрытой повышенной утечки тепла. При этом выявляются случаи визуально не наблюдаемых протечек из-за свищей в теплопроводах, приводящих к потерям горячей воды. Такие постоянные «неаварийные» утечки составляют 7,2 куб. м/час на 1 кв. км при температуре воды в трубопроводах +70–150 °С.

Это означает, что при средней удельной протяженности теплотрасс в двухтрубном исчислении в 10 км/ кв. км территории, обслуживаемой сетями, и при среднегодовой продолжительности отопительного периода в стране, равной приблизительно 5000 час., не учитываемые годовые тепловые потери в СЦТ составляют 50–80 млн. Гкал, что соответствует потере примерно 7–10 млн. т у. т. Развитие этого направления контроля состояния теплотрасс может обеспечить существенную экономию тепловой энергии и топлива. Но вряд ли тепловизорный контроль может быть доступен средним и тем более малым теплоснабжающим компаниям из-за его высокой стоимости.

Потребление тепла. Реальные объемы использования тепла потребителями в СЦТ России не известны, так как у большинства из них отсутствуют приборы или устройства для определения количества поступившей к ним теплоэнергии. Возможна лишь грубая оценка, когда относительно надежными будут данные о структуре использования тепла, а не абсолютные значения.

В экономике России основными потребителями тепла являются промышленность (46,6 %), население (38,3 %), социальная и коммунально-бытовая сферы (9,6 %), использующие основную часть тепла, производимого в СЦТ страны. Из-за отсутствия приборов учета эти данные условны.

Оценка структуры использования тепла, получаемого от СЦТ промышленностью, дана ниже. Она показывает, что главными потребителями

тепла являются обрабатывающие отрасли, на долю которых приходится около 72% тепловой энергии, в первую очередь химические и резинотехнические производства (20,5%), металлургия (12,5%), машиностроение и металлообработка (11,6%), производство нефтепродуктов (10,8%).

Оценка структуры потребления тепловой энергии от СЦТ отраслями национальной экономики, 2006 г.

	%
Использовано в национальной экономике	100,0
Промышленность	46,6
Строительство	0,7
Сельское, рыбное хозяйство и охота	2,2
Транспорт и связь	2,6
Социальная и коммунально-бытовая сферы	9,6
Население	38,3

Оценка структуры потребления тепловой энергии от СЦТ в промышленности, 2006 г.

	%
Промышленность, всего	100,0
Добыча полезных ископаемых	7,7
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	15,9
Обрабатывающие производства	71,9
Металлургия	12,1
Машиностроение и металлообработка	11,6
Пищевые производства	8,0
Целлюлозно-бумажное производство и обработка древесины	8,8
Производство нефтепродуктов	10,9
Химические и резинотехнические производства	20,4
Прочие	4,5

Эта структура потребления тепла отражает лишь фактическое состояние и не содержит оценок имеющегося технического и экономического потенциалов возможного теплосбережения. Данные о техническом потенциале повышения эффективности использования и транспортировки тепловой энергии в размере 840 млн. Гкал [18], скорее, являются экспертной оценкой и не позволяют судить о конкретных величинах возможной экономии в отдельных отраслях экономики и промышленности. Они во многом связаны с внедрением компаниями прогрессивных технологий. Можно ожидать, что активная реализация положений Федерального закона «Об энергосбережении и повышении энергетической эффектив-

ности...» [19] позволит интенсифицировать эти процессы, что положительно отразится на экономике централизованного теплоснабжения.

С момента перестройки экономики страны и перехода к рыночным отношениям СЦТ были и остаются экономически неэффективным сегментом ТЭК. Несмотря на постоянно предпринимаемые организационные перестройки, они не смогли обеспечить рентабельности. Анализ затрат на производство и реализацию теплоэнергии показывает, что во всех компонентах этой деятельности имеет место устойчивое превышение затрат над стоимостью товарной продукции (услуг). Данные табл. 10 характеризуют удручающее экономическое состояние современного российского централизованного теплоснабжения [20]. Субсидии из бюджета, связанные с текущим производством, передачей и распределением тепловой энергии, составили в 2008 г. 42 млрд. руб., в том числе 26,8 млрд. руб. на покрытие убытков организаций, обеспечивающих страну теплом. Экономическая расточительность современной деятельности теплоснабжающих организаций очевидна. Необходима иная парадигма развития теплоснабжения.

Таблица 10. Затраты на производство и реализацию теплоэнергии в системах централизованного теплоснабжения России (на 1 руб. товарной продукции), руб.

Показатель	1997 г.	2006 г.	2008 г.
Производство тепловой энергии, всего	н.д.*	1,08	1,11
Тепловыми электростанциями общего пользования	н.д.	1,01	1,04
Прочими и промышленными электростанциями	н.д.	1,10	1,09
Котельными	н.д.	1,09	1,13
Передача тепловой энергии	н.д.	1,02	1,01
Распределение тепловой электроэнергии	н.д.	1,03	1,02
Деятельность по обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей	н.д.	1,12	1,06
Производство, передача, распределение тепловой энергии и обеспечение этой деятельности, всего	**1,28**	**1,05**	**1,07**
Городские поселения	1,23	н.д.	н.д.
Сельская местность	2,35	н.д.	н.д.

** Н.д. — нет данных в статистической отчетности.*
Источники: [2, 21].

Децентрализованное теплоснабжение. Значительная часть тепла в России производится и используется вне СЦТ. Децентрализованное теплоснабжение (ДТ) не имеет прямого отражения в статистической

отчетности, за исключением данных по котельным мощностью до 20 Гкал/ч, условно относимым к этому способу теплоснабжения, и прямому потреблению топлива в секторах экономики. По этим данным возможна оценка тепла, производимого такими котельными и автономными теплогенераторами (главным образом, в частных домах населения).

Основными потребителями тепла в ДТ являются население, живущее в малоэтажных домах в сельской местности, пригородах малых и средних городов и в рабочих поселках, а также социальная и коммунально-бытовая сферы в этих поселениях. Часть таких объектов обслуживается внутри- и придомовыми котельными малой тепловой мощности. Другие подобные котельные используются на относительно небольших производственных предприятиях разного назначения. В табл. 11 показана динамика отпуска тепла от котельных мощностью менее 20 Гкал/ч и структура его потребления.

Таблица 11. Динамика и структура отпуска тепла от котельных мощностью до 20 Гкал/ч в 2000–2007 гг.

Показатель	2000 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2007/ 2000, %
Производство тепла котельными, млн.Гкал мощностью:					
до 3 Гкал/ч	71,6	56,5	57,3	55,2	77,1
от 3 до 20 Гкал/ч	148,3	135	135,1	132,4	89,3
Итого	219,9	191,5	192,4	187,6	85,3
Доля в потреблении тепла от котельных мощностью менее 20 Гкал/ч, %					
население	49	53	54	54	110,2
промышленность	33	31	32	33	100,0
коммунально-бытовой сектор	18	16	14	13	72,2
Потребление тепла от котельных мощностью менее 20 Гкал/ч					
население	107,8	101,5	103,9	101,1	93,8
промышленность	72,6	59,4	61,6	61,9	63,5
коммунально-бытовой сектор	39,6	30,6	26,0	25,1	85,3

Источники: [2, 21].

По данным, приведенным в работе [21], для теплоснабжения жилищ массово используются индивидуальные устройства, разнообразные по энергетическим и экономическим характеристикам, сжигающие сетевой и сжиженный газ, каменный и бурый уголь, дрова, различные горючие отходы производства. Доля электроэнергии, идущей на тепло-

вые процессы в домохозяйствах населения — менее 1% потребления электроэнергии в быту. Другие используемые источники тепла практически малозначимы.

В результате экспертных расчетов были получены оценки объемов децентрализованного потребления населением топлива для отопления и горячего водоснабжения жилищ (табл. 12). В 2000–2007 гг. происходило замещение угля газом в результате газификации районов страны и увеличение потребления дров частично из-за роста их расхода в холодные зимы, частично из-за развития индивидуального жилищного строительства с дровяным отоплением и др. Выявлен устойчивый рост производства тепла, связанный с высокими темпами роста индивидуального жилищного строительства в стране.

Таблица 12. Оценка потребления населением топлива на отопление и горячее водоснабжение в секторе ДТ в 2000–2007 гг.*

Показатель	2000 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2007/2000, %
Уголь, млн. т					
каменный	4,5	4,3	5,1	3,9	86,7
бурый	0,8	0,9	0,8	0,8	100,0
Дрова**, млн. плот. куб. м	6,7	7,9	8,7	9,0	134,3
Газ***					
сетевой, млрд. куб. м	28,5	42,5	44,1	43,2	151,6
сжиженный, млн. т	1,2	1,6	1,5	1,5	125,0
Всего топлива, млн. т у.т.	40,0	57,0	59,0	58,0	145,0
Всего тепла, млн. Гкал	223,0	320,0	330,0	328,0	147,1

** Оценки авторов на основе расчетного ТЭБ.*
*** Включая 30% самозаготовок.*
**** Без расхода на пищеприготовление.*

Оценку производства тепла на индивидуальных теплогенераторах в домохозяйствах можно приближенно получить на основе данных расчетного топливно-энергетического баланса (ТЭБ). Для этого из потребления населением топлива, скорректированного на его самозаготовки, следует исключить пищеприготовление и другие направления использования топлива.

Однако необходимо учесть, что в ТЭБ к потреблению населения относится и то топливо, которое было направлено в малые котельные для теплоснабжения населения, и топливо, самостоятельно используемое домохозяйствами для индивидуального теплоснабжения. Из-за этого в табл. 12 в итоговой строке содержится объем отпуска тепловой энергии от котельных малой мощности и от индивидуальных теплогене-

раторов населения, который в силу специфики представления данных в используемых статических формах (расчетный ТЭБ и форма 1-ТЕП) разделить на два типа источников тепла по видам топлива невозможно.

В табл. 13 приведены суммарные показатели децентрализованного отпуска тепла трем группам потребителей: населению (см. табл. 12), промышленности и коммунально-бытовому сектору (см. табл. 11). В 2000–2007 гг. происходило сокращение потребления тепла в производстве (на 15 %), которое, по-видимому, компенсируется индивидуальным теплоснабжением[6]. Более чем на треть сократился отпуск тепла от котельных малой мощности коммунально-бытовому сектору. Это сопровождалось ростом потребления топлива населением и почти двукратным ростом выработки тепла на индивидуальных теплогенераторах. При этом отпуск тепла от котельных малой мощности населению сократился меньше всего — на 7 %, тогда как общий отпуск тепла от котельных мощностью до 20 Гкал/ч снизился на 15 %.

Таблица 13. Производство децентрализованной тепловой энергии в России (оценка, округленно), млн. Гкал*.

Показатель	2000 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2007/2000, %
Домохозяйства населения, млн. Гкал	223,0	320,0	330,0	328,0	147,0
в том числе					
от котельных мощностью до 20 Гкал/ч	107,8	101,5	103,9	101,1	93,8
от индивидуальных теплогенераторов	115,2	218,5	226,1	226,9	197,0
Производственная сфера*	72,6	59,4	61,6	61,9	85,3
Коммунально-бытовая сфера**	39,6	30,6	26,0	25,1	63,5
Всего производство тепла	335,2	410,0	417,6	415,0	123,8
Расход топлива на производство тепла в ДТ, млн. т у.т.	54,4	71,8	73,0	72,4	133,1

** Расчет авторов.*

*** Только по данным формы 1-ТЕП (оценка).*

Децентрализованное потребление (производство) тепла имеет устойчивую тенденцию к росту — за период 2000–2007 гг. увеличение составило 24 %. Доля ДТ уже равна примерно 28 % тепла, производимого (отпускаемого) системами централизованного теплоснабжения. Как видно, в ДТ существуют разнонаправленные тенденции: увеличивается использование тепла населением, тогда как предприятия социальной и коммунально-бытовой сферы снижают свое теплопотребление.

[6] Из-за многообразия и сложности процессов использования топлива в производственном секторе не представляется возможным рассчитать индивидуальное теплоснабжение подобно сектору домохозяйств.

Производственная сфера сокращает потребление тепла от котельных мощностью до 20 Гкал/ч, по-видимому, частично компенсируя вследствие перехода на собственные котельные, которые учитываются.

В статистической отчетности необходим более тщательный учет тепла, иначе будет постоянно отсутствовать возможность анализа и контроля расхода топлива и энергоэффективности производства тепловой энергии в этом сегменте теплоснабжения.

* * *

Таким образом, суммарное производство тепловой энергии в стране может быть оценено в 1900 млн. Гкал, в том числе 78 % отпущено потребителям в СЦТ и примерно 22 % получено от децентрализованных источников. Всего на производство тепла в 2006 г. израсходовано около 338,5 млн.т у.т., или примерно 48 % потребленного котельно-печного топлива в стране.

Как было показано выше, и в ряде работ [5–9, 16–17 и др.], техническое состояние теплового хозяйства России, его производственная деятельность находятся в критическом положении, которое продолжает ухудшаться. При этом отсутствие надежной информационной базы пока не позволяет дать объективную оценку его современного состояния и затрудняет обоснование задач развития этой сферы экономики.

Литература

1. Бушуев В.В., Воропай Н.И., Мастепанов А.М. и др. Энергетическая безопасность России. Новосибирск: Наука, 1998.

2. Некрасов А.С., Воронина С.А. Экономические проблемы теплоснабжения России; Сеннова Е.В., Федяев А.В., Стенников В.А. Экономические и организационные проблемы теплового хозяйства. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». Заседание 8. М.: ИНП, 2000.

3. Национальный доклад «Теплоснабжение Российской Федерации. Пути выхода из кризиса. Кн. 1 и 2. Министерство промышленности, науки и технологий Российской Федерации». Глобальный экологический фонд. Программа развития ООН. М., 2002.

4. Кара-Мурза С.Г., Телегин С.Г. Царь — холод, или почему вымерзает Россия. М.: Алгоритм, 2003.

5. Стенников В.А. Проблемы развития теплового хозяйства России и пути их решения. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 72 заседание, Российская академия наук, Институт народнохозяйственного прогнозирования. М., 2008.

6. Калатузов В.А. Совершенствование систем технического водоснабжения с целью снижения ограничения мощности ТЭС // Промышленная энергетика. 2010. № 2.

7. Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов (ф. 11-ТЭР). М.: Росстат РФ, 2000–2007.

8. Сведения о работе электростанций, районных котельных РАО «ЕЭС России» (ф. 6-ТП). М.: Росстат РФ, 2000–2007.

9. Сводный отчет о работе отопительных котельных и тепловых сетей по Российской Федерации (ф. 1-ТЕП). М.: Росстат РФ, 1997, 2000–2007.

10. Бухтин В.Е. Предварительно изолированные трубопроводы для систем централизованного теплоснабжения // Новости теплоснабжения. 2002. № 3.

11. Шмырев Е.М., Сатанов Л.Д. Некоторые аспекты энергосбережения в системах централизованного теплоснабжения // Энергетик. 1998. № 6.

12. РосБизнесКонсалтинг. Минрегион. В России за отопительный сезон 2009–2010 гг. 36 крупных и 18 тыс. мелких аварий. www.rbc.ru/rbcfrttntws/20100423113140shtml.23.04.2010

13. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715р.

14. Российский статистический ежегодник, официальное издание. М., 2009.

15. Бассаргин В.Б. Состояние жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации в 2008–2009 гг. // Новости теплоснабжения. 2009. № 4.

16. Байдаков С.Л., Гашо Е.Г., Анохин С.М. ЖКХ России. М., 2004.

17. Пируева Т.Г., Скловский С.А. Решение задач городского коммунального хозяйства с помощью тепловой инфракрасной аэросъемки // Энергетик. 2009. № 1.

18. Башмаков И.А. Повышение энергоэффективности в системах теплоснабжения // Энергосбережение. 2010. № 2.

19. Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Российская газета, 27 ноября 2009 г. № 226 (5050).

20. Затраты на производство и реализацию продукции. М.: Росстат, Форма 5z за 2006, 2008 г.

21. Доходы, расходы и потребление домашних хозяйств (по итогам выборочного обследования бюджетов домашних хозяйств). М.: Росстат РФ, 2006.

Перспективы развития теплоснабжения России[7]

Неблагоприятное состояние теплоснабжения России, достигшее критических рубежей, продолжает сохраняться [1][8]. В то же время с появлением Федерального Закона о теплоснабжении [2] можно ожидать позитивных сдвигов в этом сложном сегменте российского топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Важным звеном в определении направлений этих сдвигов является разработка сценариев развития систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) — основного способа обеспечения страны теплом — адекватных возможным курсам роста экономики России.

Одновариантный прогноз теплоснабжения страны на длительную перспективу, например, разработанный в рамках Энергетиче-

[7] Статья. Ж. «Проблемы прогнозирования», № 2, 2011 г. Соавторы: Синяк Ю.В., Воронина С.А.

[8] См. предыдущую статью в этом разделе.

ской стратегии России на период до 2030 года [3], представляется явно недостаточным для обоснования объемов производства теплоэнергии и спроса на нее, а также необходимых инвестиций в развитие теплоснабжения в условиях постоянно возникающих новых задач и ограничений, которые невозможно предусмотреть заранее. Содержательный подход состоит в разработке вариантов сценариев возможного развития экономики и энергетики в долгосрочной перспективе. Полученные на их основе результаты сценарных прогнозов будут огибающими границами пространства, в пределах которого могут находиться действительные значения прогнозируемых параметров развития СЦТ страны. Такие оценки являются более обоснованными и надежными, чем одновариантное представление возможной динамики развития теплоснабжения.

В настоящей статье представлены результаты моделирования перспектив развития СЦТ России. Отправной базой этих исследований послужили модельно-аналитические разработки Института народнохозяйственного прогнозирования РАН по долгосрочному прогнозированию развития экономики и ТЭК России до 2030 г. и в последующие годы.

Возможное экономическое развитие России представлено двумя альтернативными сценариями.

Сценарий 1 характеризуется относительно слабой экономической динамикой[9] и предполагает продолжение в перспективе текущей экономической ситуации. В то же время в нем были учтены изменения в экономике, возникшие во второй половине 2008 г. в связи с глобальным экономическим кризисом. Это привело к значительному снижению величин прогнозных показателей. Ожидается, что ВВП страны к 2030 г. возрастет в 3,0–3,1 раза по сравнению с 2000 г. (среднегодовой темп прироста ВВП за период равен 3,7–3,8 %).

Сценарий 2, напротив, характеризуется сильной экономической динамикой[10] и предполагает проведение активной инвестиционной политики, направленной на перестройку производственной структуры экономики и широкое внедрение инновационных технологий. В нем также учтено определенное снижение темпов экономического роста в период 2008–2012 гг. Согласно этому сценарию, ожидае-

[9] В связи с новыми экономическими условиями, возникшими в результате мирового кризиса, в ИНП РАН проводится переоценка ранее разработанных сценариев социально-экономического развития России до 2030 г. Пока подготовлен вариант сценария с относительно слабыми темпами экономического роста. В настоящем исследовании это сценарий 1.

[10] В сценарий 2 внесены коррективы, вызванные финансово-экономическим кризисом 2009–2010 гг. Это привело к сокращению ожидаемых темпов роста и структурных преобразований в экономике в период до 2020 г. В остальном сценарий 2 пока остался без изменений. Подробно сценарии развития ТЭК России до 2030 г. были рассмотрены в [4].

мый рост ВВП к 2030 г. должен быть в 4,4–4,5 раза выше по сравнению с 2000 г. (среднегодовой темп прироста ВВП за период равен 5–5,1 %). В сценарии 2 должно происходить интенсивное изменение структуры национальной экономики, в результате которого сократится доля энергоемких отраслей и увеличится доля малоэнергоемких производств и сектора услуг. Это будет сдерживать темпы роста энерго- и теплопотребления.

Эффект энергосбережения в обоих сценариях увязан с темпами экономического роста. Ожидается, что при темпах экономического развития, принятых в *сценарии 1,* перестройка структуры экономики будет идти медленнее, а усилия по энергосбережению за счет использования новых технологий будут менее интенсивными, чем в *сценарии 2*. Предполагается, что долговременные высокие темпы роста экономики возможны только при ускоренном изменении структуры производства за счет опережающего развития малоэнергоемких отраслей. Это даст больше возможностей для энергосбережения.

В обоих сценариях приняты одинаковые темпы изменения численности населения страны в соответствии с прогнозами, приведенными в [5]. Согласно имеющимся «умеренным» прогнозам, население РФ будет систематически сокращаться и к 2020 г. достигнет 134–135 млн. чел. Предполагаем, что после 2020 г. численность населения России к 2030 г. возрастет до 140 млн. чел. При этом доля населения, проживающего в европейской части страны, несколько уменьшится, а в восточных регионах — увеличится. Одновременно будет происходить медленное сокращение доли населения крупных городов и малых населенных пунктов за счет роста средних по численности городов.

Прогнозы теплоснабжения страны на длительную перспективу были выполнены по трем укрупненным макрорегионам РФ: Европейской части, Уралу и Западной Сибири, Восточной Сибири и Дальнему Востоку.

Как показывают расчеты, приведенные ниже, выбросы углекислого газа в *сценарии 1* до 2030 г. не выйдут за пределы, установленные для России Киотским протоколом. При таких темпах экономического развития в России не возникает необходимости введения дополнительных ограничений на выбросы CO_2. Но в *сценарии 2* уже после 2020 г. потребуется вводить специальные ограничения в структуре источников энергии для сохранения объемов выбросов CO_2, отвечающих требованиям Киотского протокола. Существенно более жесткие рамки для развития ТЭК и СЦТ возникнут, если мировым сообществом будут приняты требования, сформулированные в так называемом *Сценарии 450,* разработанном Международным энергетическим агентством (МЭА) [6 и др.]. Это в еще большей степени повлияет на структуру и экономику топливной базы источников тепла, используемых в СЦТ России.

Спрос на тепловую энергию будет формироваться в условиях примерно стабильной численности постоянного населения страны при росте плотности застройки существующих городских поселений, повышении тепловой экономичности жилых и общественных зданий и сохранении сложившейся конфигурации трасс тепловых сетей. Это означает, что энергетическая и экономическая эффективности реконструкции и дальнейшего развития теплоснабжения России могут и должны быть реально оценены только на основе комплексного анализа всех составляющих компонентов СЦТ и возможных альтернативных вариантов теплоснабжения от источников тепла и до конечных потребителей. Классические схемы сравнения вариантов тепло- и электроснабжения от ТЭЦ вместо варианта подачи тепла от котельных и электроэнергии от конденсационных электростанций, рассматриваемые, как правило, при проектировании и сооружении новых СЦТ, уже не отвечают реальным условиям современного и перспективного теплоснабжения даже на уровне раннего (схематического) рассмотрения проблемы. Целостная постановка такой сложной задачи, учитывающей новые условия развития СЦТ, еще подлежит разработке[11].

Неблагополучное состояние СЦТ страны, их высокая аварийность, несоразмерно высокие потери тепла, технико-техноло-гическая отсталость используемого оборудования, недостаток инвестиционных средств делают необходимым проведение тщательного анализа возможного реального спроса на тепловую энергию в перспективе со стороны основных потребителей, в первую очередь населения, социального и коммунально-бытового секторов, где потребляется около половины всего тепла [7].

Оценка спроса на тепло в жилом секторе. По нашим оценкам [1], отпуск тепловой энергии от СЦТ в целом по России в первом десятилетии XXI в. составлял в среднем 1410 млн.Гкал в год. Из них на долю населения и общественного сектора приходилось 47,9% (в том числе население –38,3%, общественный сектор — 9,6%). Потребление тепла населением в свою очередь складывается из использования тепла на нужды отопления (почти 70%) и горячего водоснабжения (ГВС) (30%). При этом в городском жилищном фонде, обеспечиваемом в основном СЦТ, в 2000г. отапливалось 1779,1 млн. кв.м общей площади со средним расходом тепла около 0,210 Гкал/кв.м в год. Для сравнения: в Финляндии — стране достаточно близкой к России по климатическим условиям — удельный расход тепла на отопление жилых помещений составил менее 0,13 Гкал/кв.м в год, сократившись за предшествующие

[11] В настоящей статье авторы затрагивают только часть таких вопросов, для решения которых необходима более развернутая постановка и более полная информация, чем содержится сегодня в справочной и научно-методической литературе.

35 лет на 40 % [8]. На ГВС в России расходовалось около 1,7 Гкал/чел. в год (оценка выполнена исходя из расчета среднего расхода горячей воды 115–120 л/сут./чел. при температуре 55 °С).

В существующем российском жилищном фонде значительную долю составляют дома из сборного железобетона, являющиеся самыми энергорасточительными сооружениями. При этом фактические теплопотери в таких домах из-за низкого качества строительства и эксплуатации на 20–30 % выше проектных. В результате удельное (в расчете на одного жителя) теплопотребление превышает установленные нормативы расхода тепла за рубежом в 2–3 раза с учетом приведения оценок к одинаковым климатическим условиям. При этом состояние зданий, построенных до 1970 г., составляющих основную часть жилищного фонда, продолжает ухудшаться.

Сегодня доступен широкий круг энергосберегающих мероприятий, которые позволяют увеличить эффективность использования тепловой энергии в существующих жилых и общественных зданиях и в новом жилищном строительстве. Эта сфера является одним из основных компонент энергосберегающего потенциала страны. Комплекс мероприятий по теплосбережению в новых зданиях может вполне обеспечить сокращение расходов тепла на отопление и ГВС не менее чем на 30–35 % за 10-летний период[12], что позволит к середине XXI в. выйти на нормативы тепловых потерь в новых зданиях на 80–90 % ниже, чем в настоящее время.

Анализ возможностей энергосбережения в зданиях показывает, что от масштабов использования существующего потенциала теплосбережения будет прямо зависеть перспективная потребность в тепловой энергии. Поэтому оценка спроса населения на тепловую энергию для отопления и ГВС с учетом развития жилищного строительства и экономии тепловой энергии в конструкциях зданий и СЦТ является обязательной составляющей прогноза.

Был экспертно оценен рост численности населения по трем макрорегионам в разрезе трех типов городских поселений: *крупные города* (население более 100 тыс. чел.*)*, где теплоснабжение осуществляется преимущественно от СЦТ; *средние города* (от 10 до 100 тыс. чел.), где доля централизованного теплоснабжения, как правило, будет расти; *малые города*, ориентированные в основном на децентрализованные источники теплоснабжения. Расчет необходимого жилищного фонда основывался на демографических прогнозах и вариантах развития жилищного строительства.

Динамика народонаселения в региональном разрезе показана на рис. 1. Ожидается незначительный рост городского населения, осо-

[12] См. например, оценки, приведенные в программе энергосбережения до 2020 г. по г. Москве [9].

бенно в крупных городах (рис. 2)[13]. Этот фактор может играть положительную роль в развитии СЦТ.

Прогнозы развития жилищного строительства основаны на гипотезах роста средней обеспеченности городского населения страны к 2030 г. общей площадью жилых помещений от 25,5 кв. м/чел. (*сценарий 1*) до 27 кв. м/чел. (*сценарий 2*) по сравнению с 18,9 кв. м/чел. в 2000 г. и 22,3 кв. м/чел. в 2010 г. Предполагается, что к 2030 г. все городское население страны будет иметь ГВС. В расчетах принято допущение, что в жилищном фонде, обслуживаемом СЦТ, около 70 % общей жилой площади приходится на «старые» дома, построенные до 1970 г., и 30 % — на дома, построенные в период 1971–2000 гг. («новые» дома). Предполагается, что выбытие существующего жилищного фонда будет нарастать до конца расчетного периода (2030 г.).

На рис. 3 показаны прогнозные значения удельной обеспеченности городского населения общей жилой площадью, принятые в обоих сценариях. В соответствии с ними вся общая жилая площадь в стране должна к 2030 г. возрасти до 3620–3820 млн. кв.м по сравнению с 2786 млн. кв.м в 2000 г. (рис. 4).

При этом площадь жилья в городах к 2030 г. должна составить 2725–2895 млн. кв.м. Предполагается, что к этому времени 92–94 % общей жилой площади в городах будет подключено к СЦТ. Общая жилая площадь в малых населенных пунктах возрастет с 768 млн. кв.м в 2000 г. до 895–925 млн. кв.м.[14]

Ожидается, что будет происходить систематическое повышение качества жилья в городах, в том числе за счет увеличения доли городских жилищ, оснащенных системами централизованного отопления и ГВС. Прогнозы этой тенденции в макрорегионах показаны на рис. 5.

При таких темпах выбытия старого жилищного фонда рост обеспеченности городских жилищ СЦТ должен соответствовать уровням, указанным на рис. 5, а необходимые ежегодные вводы нового жилья должны быть не меньше, чем указанные на рис. 6. В результате к 2030 г. вводы нового жилья в стране должны составлять не менее 60–70 млн. кв.м в год, т. е. более чем удвоиться по сравнению с 2005 г.

Соответственно будет меняться структура жилищного фонда (рис. 7): к 2030 г. доля жилищного фонда в домах, построенных до 2000 г., составит 37–39 %[15] всей жилой площади в городах, а остальной жилищный фонд будет относиться к домам с улучшенными теплотехническими характеристиками.

[13] Демографические прогнозы и характер расселения приняты для обоих сценариев одинаковыми.

[14] Состояние жилищного фонда для базового 2000 г. принято по [10].

[15] Большая величина соответствует сценарию 1.

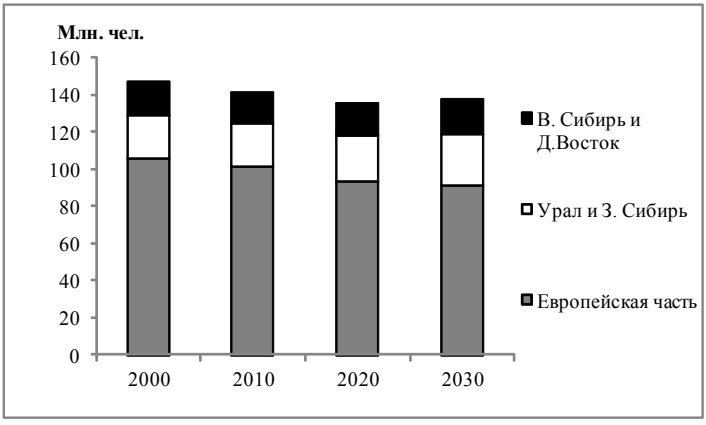


Рисунок 1. Прогноз численности населения России в целом и по макрорегионам.

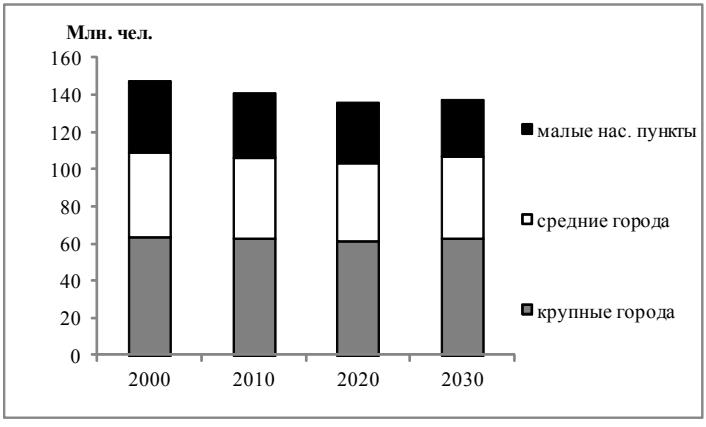


Рисунок 2. Прогноз распределения населения по типам населенных пунктов.

Для расчета потребности во вводе новых квартир были приняты одинаковые для обоих сценариев оценки выбытия старого жилья по десятилетним периодам (*%/год)*:

Дома постройки	2000–2010 гг.	2011–2020 гг.	2021–2030 гг.
до 1970 г.	2,0	2,5	3,0
1971–2000 гг.	1,0	2,0	2,5

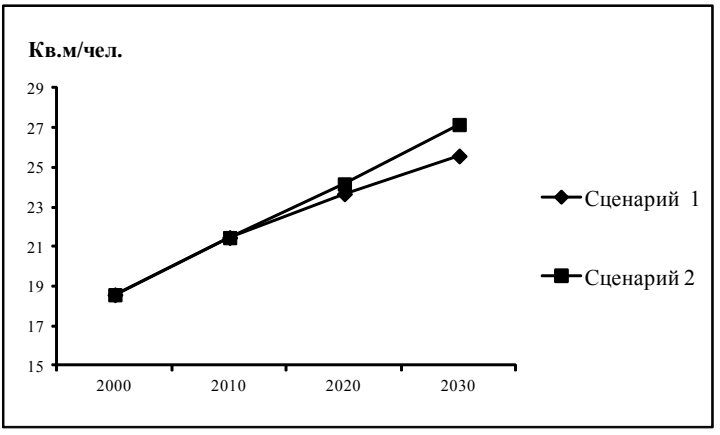


Рисунок 3. Прогноз удельной обеспеченности городского населения общей жилой площадью.

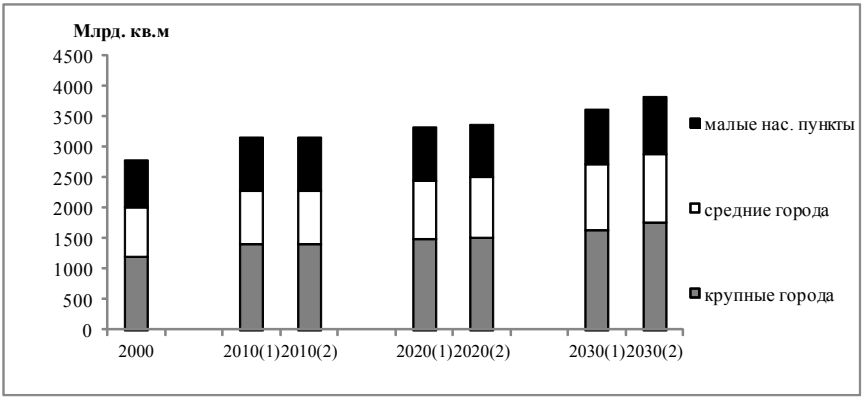


Рисунок 4. Прогноз развития жилищного фонда по типам населенных пунктов.

Поскольку до настоящего времени остаются неясными годовые темпы изменения теплотехнических характеристик нового жилищного строительства, то расчеты были выполнены для трех вариантов динамики снижения нормативов расхода тепла на отопление жилых зданий за 10 лет: *вариант 1* — на 20% (низкий); *вариант 2* — на 30% (умеренный, принятый как наиболее вероятный); *вариант 3* — на 40% (интенсивный). Эти варианты, показанные на рис. 8а, предусматривают снижение теплопотерь в новых зданиях к 2030 г. до 0,15 Гкал/кв.м при низких темпах сокращения теплопотерь, 0,1 Гкал/кв.м — при умеренных темпах и 0,06 Гкал/кв.м — при интенсивном со кращении по сравнению с 0,29 Гкал/кв.м в зданиях, сооруженных в период 1971–2000 гг.

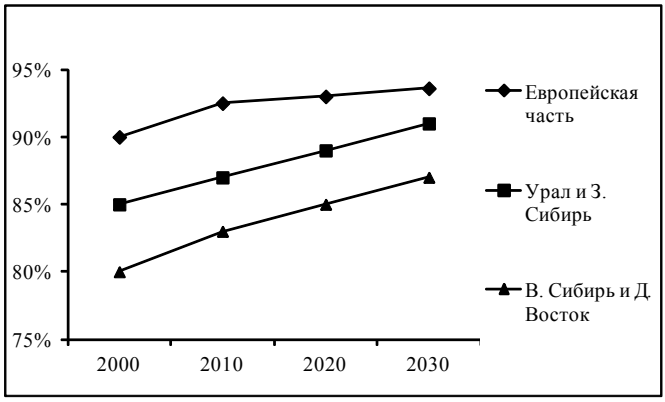


Рисунок 5. Прогноз обеспеченности жилищного фонда городов системами централизованного отопления и ГВС.

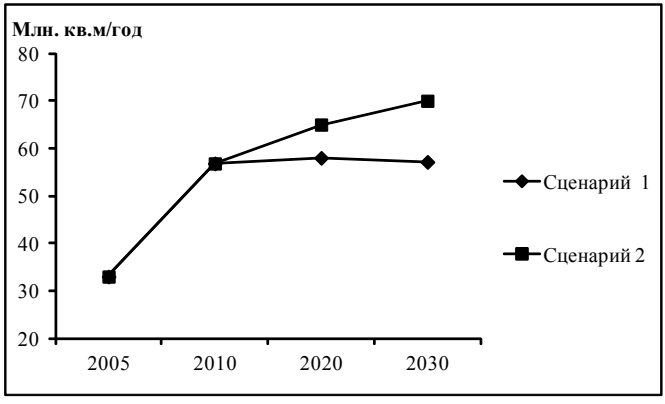


Рисунок 6. Прогноз вводов площади новых квартир по рассматриваемым сценариям.

Соответственно усредненные тепловые характеристики жилищного фонда страны будут соответствовать траекториям, показанным на рис. 8б. Расчеты были сделаны при предположении, что в жилищном фонде постройки 1970–2000 гг. будет проводиться реконструкция темпом роста объема реконструируемых зданий 5 % в год[16]. После реконструкции зданий теплопотери снижаются на 40–50 % по сравнению с существующими характеристиками для старых зданий [11].

[16] К сожалению, приходится пользоваться лишь экспертными оценками, так как данных о темпах реконструкции жилищного фонда в целом по стране найти не удалось.

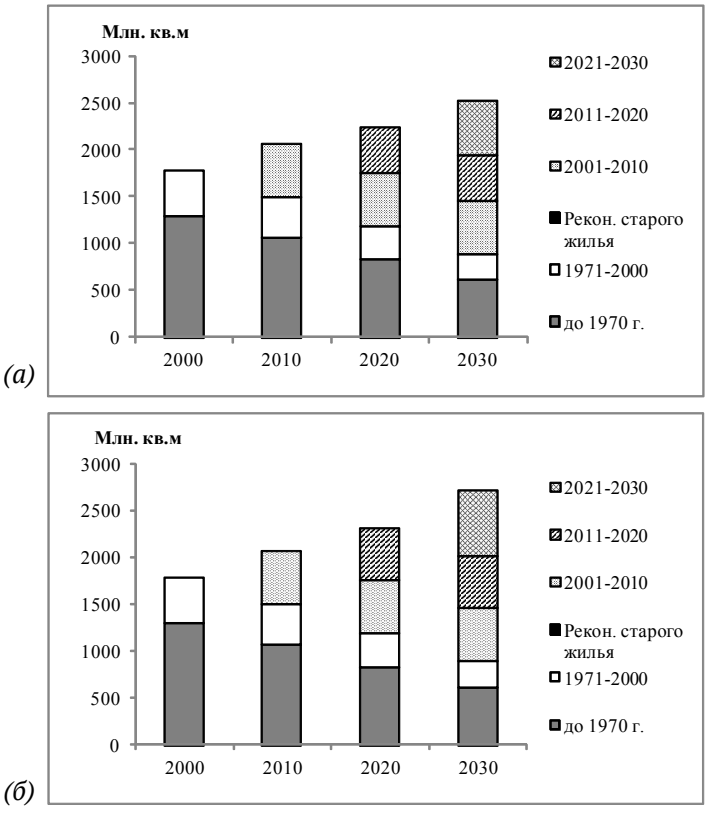
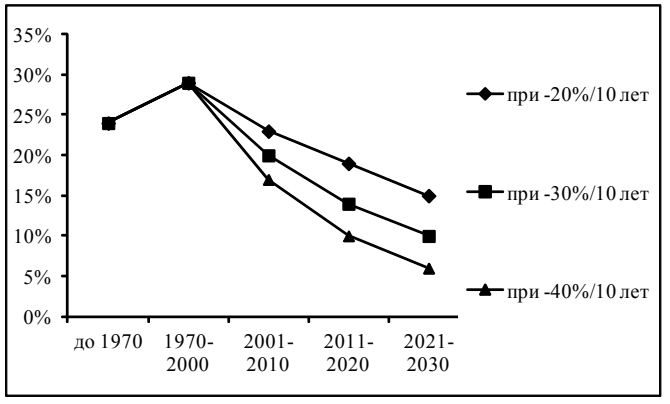


Рисунок 7. Прогноз структуры городского жилого фонда по времени постройки.

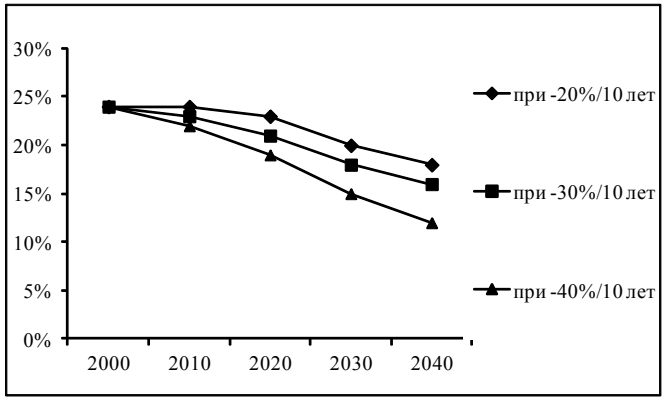
Расход горячей воды на нужды ГВС к 2030 г. будет снижаться со 110 л/чел./сут. до 80 л/чел./сут. (при температуре около 55 °С), т. е. от 1,62 Гкал/чел./год до 1,15 Гкал/чел./год, или на 30 % (рис. 9)[17].

В результате были получены прогнозные оценки спроса на тепло от СЦТ в жилом секторе. На рис. 10 они приведены для случая снижения нормативов теплопотребления новых зданий темпом 30 % за десять лет. Это позволит удержать спрос на тепло от СЦТ в жилом секторе на уровне 550–555 млн. Гкал в год к 2012 г. с последующим его сокращением до 510–540 млн. Гкал к 2030 г. в зависимости от рассматриваемого сценария по сравнению с 529,3 млн. Гкал в 2000 г. При этом доля расходов на ГВС будет снижаться с 30 % в начале периода до 22–23 % к 2030 г.

[17] Следует обратить внимание, что норматив расхода воды на горячее водоснабжение в середине XX в. составлял около 1 Гкал/чел./год [12].



(а)



(б)

Рисунок 8. Варианты удельных расходов тепла на отопление, принятые в расчетах.

На рис. 11 даны оценки ожидаемого теплосбережения в жилищном фонде в период 2000–2030 гг. Суммарно за 30 лет величина экономии тепла может составить от 210 до 225 млн. Гкал, в том числе за счет экономии в горячем водоснабжении около 50–55 млн. Гкал и в отоплении 160–170 млн. Гкал. Теплопотребление общественного сектора оценено приблизительно в долях от расходов тепла в жилом секторе. Предполагается, что эта доля будет систематически возрастать к 2030 г. с 16,1 % в 2000 г. до 23 % в *сценарии 1* и 25 % в *сценарии 2*.

Оценка аварийности и теплопотерь в тепловых сетях. Другой важной компонентой прогнозирования спроса на тепловую энергию является оценка потерь тепла в СЦТ при его транспорте и распределении. Потери в тепловых сетях по данным [3] достигли 24,2 % тепла, поступившего в СЦТ (по официальным статистическим данным эти потери в 2008 г. составили 7 % [13]). Величина потерь зависит от технико-

технологического состояния СЦТ и организации взаимоотношений между поставщиками и получателями тепла.

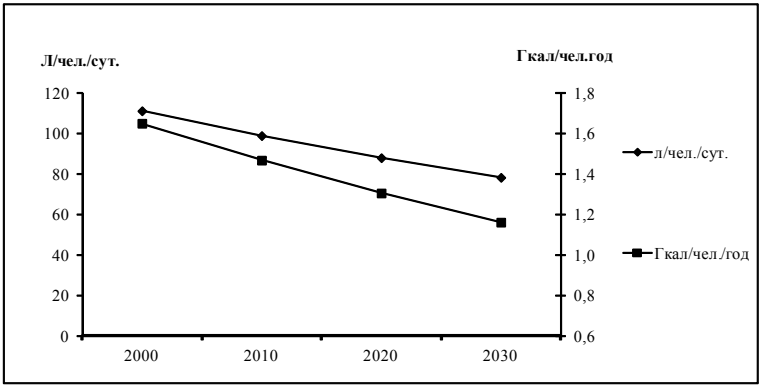


Рисунок 9. Оценка расхода горячей воды на цели ГВС.

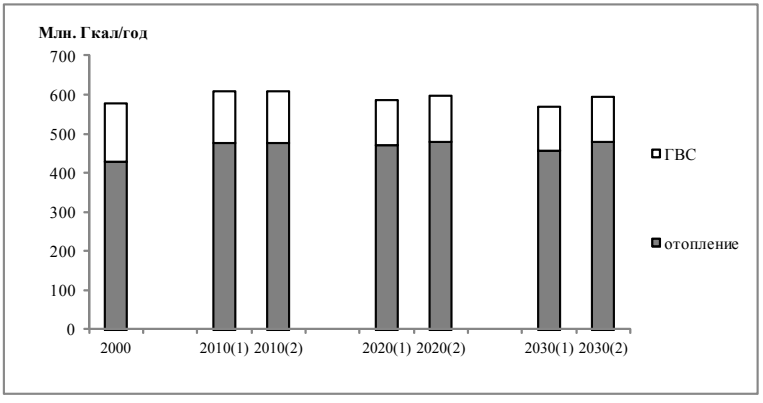


Рисунок 10. Прогноз потребления тепла от СЦТ при снижении норматива теплопотребления новых зданий на 30% за десять лет (в скобках указаны сценарии).

Изучение проблем транспорта тепла показало, что решающее значение имеют три основных фактора: *возрастная структура тепловых сетей*, которая в значительной мере определяет аварийность системы теплоснабжения и связанные с этим утечки теплоносителя; *потери тепла через изоляцию трубопроводов; качество строительно-монтажных работ при прокладке тепловых сетей*. В этой связи возникает многофакторная задача моделирования динамики надежной службы тепловых сетей и сопутствующего ей сокращения тепловых потерь при развитии СЦТ России в период до 2030 г.

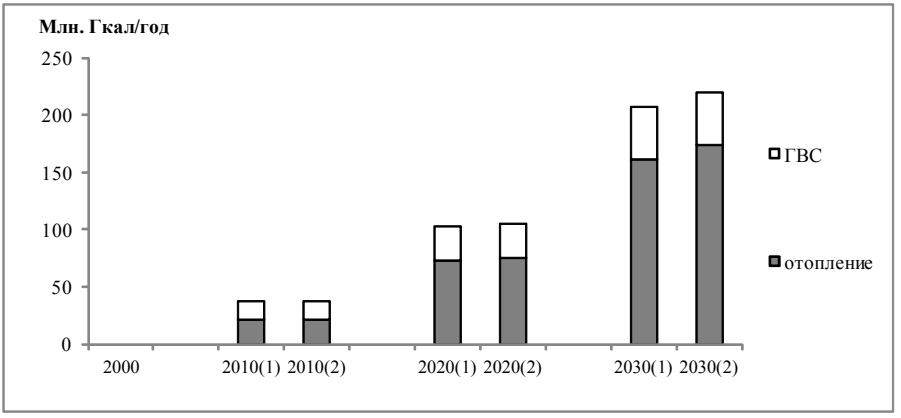


Рисунок 11. Оценка величины кумулятивного теплосбережения в жилищном фонде страны в период после 2000 г. при снижении норматива теплопотерь новых зданий на 30 % за десять лет (в скобках указаны сценарии).

В основу модели был положен принцип достижения заданных целевых установок в течение рассматриваемого срока прогнозирования. Это могут быть, например, задания по снижению аварийности в сетях, сокращению тепловых потерь, лимитам на инвестиционные ресурсы и т. п. В процессе моделирования пользователь самостоятельно разрабатывает стратегию реконструкции тепловой сети, которая может обеспечить достижение принятых целевых установок по одному или нескольким параметрам[18]:

Протяженность тепловых сетей и их структура по диаметрам труб были оценены по данным о протяженности тепловых сетей, используемых для обеспечения теплом населения и коммунально-бытовых потребителей, приводимым в статистической отчетности [14]. Эти сети составляют примерно 85–90 % полной протяженности всех тепловых сетей в стране.

Протяженность тепловых сетей определяется, исходя из прогнозных оценок конечного потребления тепловой энергии на нужды отопления и ГВС с учетом *потерь в сетях*, зависящих от эффективности реконструкции сетей, в первую очередь от снижения аварийности. Для этого введен условный показатель *удельного спроса на тепловые сети в расчете на 1 млн. Гкал* потребленного тепла. Он был рассчитан методом скользящих средних оценок по четырехлетним периодам в тече-

[18] Из-за отсутствия в литературе по теплоснабжению ряда данных, характеризующих состояние тепловых сетей, на начальном этапе использовались примерные экспертные оценки и допущения, разработка которых является самостоятельной задачей.

ние 2000–2030 гг. В результате была получена оценка необходимой в перспективе общей протяженности тепловых сетей в стране.

Для прогнозных оценок структуры тепловых сетей по диаметрам труб были определены доли для каждого из диаметров в общей протяженности сети по скользящим средним значениям по четырехлетним периодам.

Возрастная структура тепловых сетей была представлена в виде четырех групп:

— ветхие сети (со сроком службы более 25 лет, т. е. свыше срока их нормальной эксплуатации),

— старые сети, требующие замены (со сроком службы от 20 до 25 лет),

— сети нормальной эксплуатации (со сроком службы от 10 до 20 лет),

— новые сети (со сроком службы до 10 лет). Для каждой из этих групп сетей последовательно рассчитывались: 1) протяженность сетей по группам на начало года; 2) переходы более молодых по возрасту сетей из-за старения соответствующей части сетей данной группы в последующую по возрасту; 3) необходимый объем ввода новых сетей для замены сетей в каждой группе[19].

В результате таких расчетов были получены оценки ожидаемой протяженности групп сетей на конец каждого года, которые на следующем шаге используются как оценки на начало последующего года. Суммирование протяженностей вводов новых сетей по всем группам позволяет определить необходимые объемы вводов, обеспечивающие достижение заданных целевых установок к концу периода или к отдельным временным срокам.

Аварийность тепловых сетей, приводимая в статистической отчетности [14], содержит информацию только в целом по СЦТ. Однако совершенно очевидно, что аварийность ветхих сетей несравненно выше, чем недавно введенных сетей. Дифференциация аварийности по группам сетей является важнейшим параметром для оценки надежности систем теплоснабжения. Поскольку этих данных крайне мало, то приходится использовать экспертные оценки и допущения относительно *распределения аварийности тепловых сетей* для базового расчетного года (в данном случае 2005 г.): ветхие сети — 80 % всех аварий; старые сети, требующие замены — 15 %; остальные сети — 5 %.

В соответствии с этим приближенным распределением аварийности тепловых сетей были оценены *удельные аварийности тепловых сетей на 1 км трассы* для условий 2005 г. Они составили: для ветхих

[19] Это управляющий параметр, с помощью которого отслеживается динамика целевых установок: если она удовлетворительна с точки зрения принимающего решения, то переходят к расчетам для следующего года; если нет, то делаются корректировки по вводу новых сетей и расчет повторяется снова.

сетей — 0,64 случая в год на 1 км; для старых сетей, требующих замены — 0,18; для остальных сетей — 0,01.

В дальнейших расчетах эти величины приняты условно постоянными для рассматриваемых групп тепловых сетей в течение всего периода прогнозирования. Они позволили оценить динамику аварийности тепловых сетей в СЦТ на основе прогнозов протяженности каждой группы сетей. Суммирование величин аварийности всех групп позволяет получить ожидаемую обобщенную аварийность сети в рассматриваемый момент времени.

Тепловые потери в сетях оценивались следующим образом. Во-первых, за долю тепловых потерь базового года (2005 г.) была условно принята величина тепловых потерь в сетях на уровне 20 %[20]; во-вторых, принято, что тепловые потери в сетях состоят из двух составляющих: *минимальнодопустимых потерь,* соответствующих современным требованиям к проектированию, исполнению и эксплуатации тепловых сетей, и *дополнительных потерь,* которые возникают в связи с различными отклонениями от минимальнодопустимого уровня из-за плохой теплоизоляции и износа тепловых сетей.

По данным зарубежных источников, «минимальнодопустимые потери» в нормально работающих сетях составляют не более 6–8 %[21]. Эта величина была условно принята как нижняя граница тепловых потерь в сетях для всего периода прогнозирования[22]. Тогда остальные потери могут быть отнесены к «дополнительным» потерям. Для условий базового 2005 г. тепловые потери в сетях складываются из «минимально-допустимых» потерь (6 %) и «дополнительных» потерь (14 %).

Полагая, что все «дополнительные» потери так или иначе связаны с аварийностью сетей, можно оценить *удельную величину тепловых потерь в расчете на 1 тыс. аварий* (млн. Гкал/тыс. аварий). Эта величина в расчетах условно принята постоянной для всего периода прогнозирования[23]. Зная величину отпуска тепла в сеть и ее аварийность, можно оценить ожидаемую величину тепловых потерь в сети.

---

[20] Величина теплопотерь в тепловых сетях принята по данным [15]. Эта же величина приводится в ряде других публикаций. Как показано в [16], значение этой величины колеблется от 10% до 32 % и более.

[21] Оценено по данным [17].

[22] Применение более эффективных изоляционных материалов, усовершенствование способов прокладки сетей, лучшая организация работ будут способствовать уменьшению величины «минимальнодопустимых» потерь.

[23] Это грубое приближение. Оно подлежит уточнению в дальнейшем, так как утечки теплоносителя и другие «дополнительные» потери зависят не только от числа аварий на тепловой сети, но и от продолжительности аварии. Применение эффективных методов контроля сети и организации работ по ликвидации аварий, несомненно, приведут к сокращению удельной величины тепловых потерь.

Затраты на реконструкцию тепловых сетей, прежде всего, связаны с размером вводов новых сетей трубопроводов разных диаметров, так как удельные затраты на реконструкцию сетей существенно зависят от диаметра трубы. В первом приближении затраты можно оценить по структуре тепловых сетей по диаметрам. В расчетах стоимость прокладки тепловых сетей принята по данным [18, 19][24].

Диаметр трубы, мм	Тыс. долл./км сети в двухтрубном исполнении
до 200	100
200–400	200
400–600	2200
более 600	6000

Прогнозные оценки состояния тепловых сетей России на перспективу до 2030 г. были выполнены для трех вариантов стратегии реконструкции сетевого хозяйства:

• *Вариант А* – ежегодные вводы новых тепловых сетей на протяжении всего прогнозного периода неизменны и сохраняются на уровне, достигнутом к 2005 г.;

• *Вариант Б* — новые вводы постоянно удерживают аварийность тепловых сетей на уровне, достигнутом в 2005 г.;

• *Вариант В* – новые вводы тепловых сетей к 2030 г. обеспечивают снижение аварийности сетей в 4 раза.

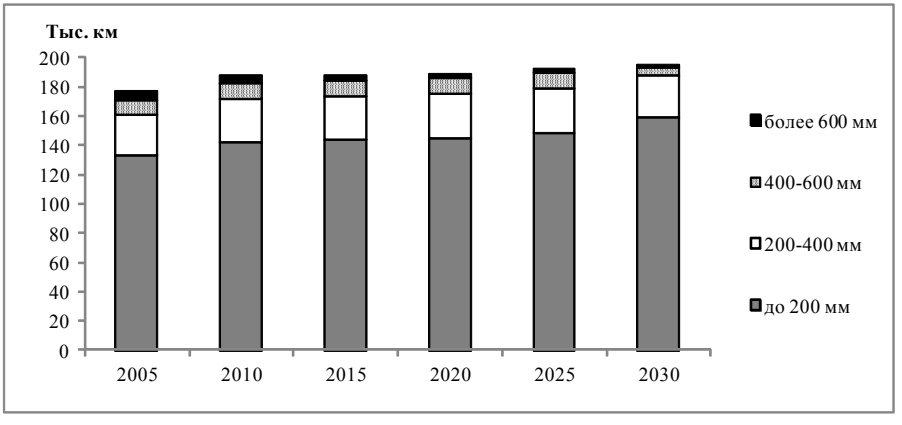


Рисунок 12. Прогноз изменения протяженности тепловых сетей в СЦТ по диаметрам труб.

[24] Приводимые значения даны без учета удорожания при перекладке тепловых сетей в городских условиях.

На рис. 12 приведены оценки протяженности тепловых сетей. Следует ожидать, что к 2030 г. общая протяженность сетей в двухтрубном исчислении возрастет на 15–20 тыс. км и составит около 195 тыс. км по сравнению с 177 тыс. км в базовом 2005 г. Структура сетей по диаметрам трубопроводов будет медленно изменяться за счет увеличения протяженности трубопроводов диаметром до 200 мм, доля которых повысится с 75 % в настоящее время до 80 % и более к 2030 г.

В начале периода (2005 г.) из общей протяженности тепловых сетей (177 тыс. км) на ветхие сети приходилось 27 тыс. км, старые сети, требующие замены, — 18 тыс. км, нормальноэксплуатируемые и на новые сети — по 66 тыс. км. В соответствии с принятыми вариантами суммарный ввод новых тепловых сетей в варианте А составит — около 6 тыс. км в год, в варианте Б — постепенно нарастать до 9 тыс. км в год, а в варианте В – после 2010 г. должен будет составлять не менее 10 тыс. км в год.

Динамика новых вводов тепловых сетей для рассматриваемых вариантов реконструкции дана в табл. 1. Здесь вводы разделены на две категории: прирост протяженности тепловых сетей и замена ветхих и старых сетей.

Разная динамика в рассматриваемых вариантах ввода новых тепловых сетей оказывает влияние на возрастную структуру сетей (табл. 2): сохранение постоянного уровня вводов в варианте А приводит к тому, что протяженность ветхих сетей возрастает с 27 тыс. км до 76 тыс. км к 2030 г., т. е. в 2,8 раза, а сетей, требующих замены, — с 18 тыс. км до 26 тыс. км, или более чем в 1,4 раза. Это означает, что доля высокоаварийных тепловых сетей возрастет с 25 почти до 48 %.

Таблица 1. Прогноз необходимых ежегодных вводов новых тепловых сетей для выполнения принятых целевых установок по аварийности, тыс. км в год.

Показатель	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2030 г.
Вариант А, всего	5,9	6,3	4,9	5,4	5,4
замена	4,5	4,5	4,8	4,8	4,8
прирост сети	1,4	1,7	0,1	0,6	0,6
Вариант Б, всего	5,9	8,7	7,1	7,6	7,6
замена	4,5	7,0	7,0	7,0	7,0
прирост сети	1,4	1,7	0,1	0,6	0,6
Вариант В, всего	5,9	9,2	10,1	10,6	10,6
замена	4,5	7,5	10,0	10,0	10,0
прирост сети	1,4	1,7	0,1	0,6	0,6

Таблица 2. Прогноз возрастной структуры тепловых сетей по вариантам, тыс. км, %*.

Показатель	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2030 г.
Вариант А, всего	177 (100)	187 (100)	188 (100)	189 (100)	195 (100)
ветхие сети	27 (15)	27 (14)	41 (22)	52 (28)	71 (36)
старые сети	18 (10)	28 (15)	38 (20)	32 (17)	25 (13)
нормально эксплуатируемые сети	66 (37,5)	66 (35)	66 (35)	66 (35)	55 (28)
новые сети	66 (37,5)	66 (36)	43 (23)	39 (20)	44 (23)
Вариант Б, всего	177 (100)	187 (100)	188 (100)	189 (100)	195 (100)
ветхие сети	27 (15)	27 (14)	26 (14)	26 (14)	27 (14)
старые сети	18 (10)	24 (13)	26 (14)	26 (14)	27 (14)
нормально эксплуатируемые сети	66 (37,5)	66 (35)	66 (35)	68 (36)	75 (38)
новые сети	66 (37,5)	70 (38)	70 (37)	69 (36)	69 (34)
Вариант В, всего	177 (100)	187 (100)	188 (100)	189 (100)	195 (100)
ветхие сети	27 (15)	22 (12)	19 (10)	9 (5)	1 (~0)
старые сети	18 (10)	26 (14)	29 (15)	22 (12)	25 (13)
нормально эксплуатируемые сети	66 (37,5)	66 (35)	66 (35)	72 (38)	86 (44)
новые сети	66 (37,5)	73 (39)	74 (40)	86 (45)	83 (43)

** В скобках указан процент.*

При сохранении аварийности сетей на неизменном уровне (вариант Б) протяженность ветхих сетей к 2030 г. возрастает с 27 тыс. км до 32 тыс. км, а старых сетей — с 18 тыс. км до 27 тыс. км. Это означает, что доля сетей с высоким уровнем аварийности останется практически неизменной — около 25 %.

В варианте В протяженность ветхих тепловых сетей будет, напротив, постоянно снижаться и составит 12 тыс. км к 2030 г. Это вдвое меньше, чем было в 2005 г. Однако одновременно до 27 тыс. км возрастает протяженность старых сетей, требующих замены. В итоге протяженность сетей повышенной аварийности сохранится примерно на уровне 2005 г., но при меньшей доле ветхих тепловых сетей.

В зависимости от принятой стратегии ввода новых тепловых сетей будет изменяться аварийность сетей (рис. 13).

При сохранении годовых объемов ввода новых тепловых сетей неизменными на протяжении всего периода прогнозирования (вариант А) произойдет практически удвоение аварийности тепловых сетей: с 12 до более 25 аварий на 100 км. В то же время в вариантах Б и В будут выдерживаться принятые целевые установки по аварийности тепловых сетей.

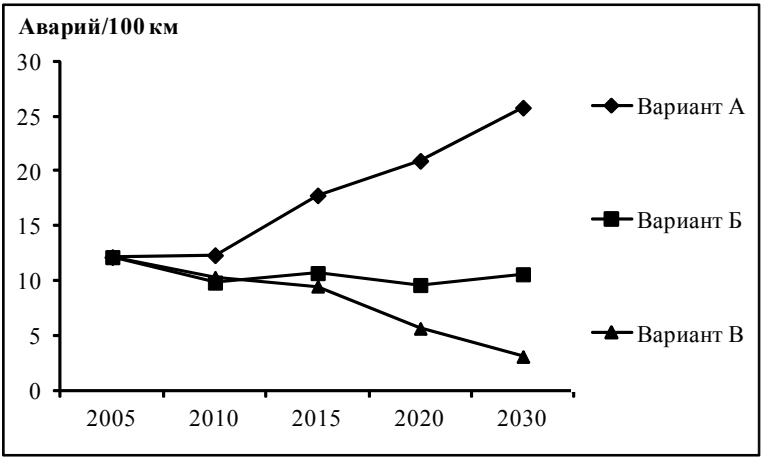


Рисунок 13. Оценки динамики аварийности тепловых сетей по вариантам.

Как следствие сокращения аварийности наблюдается снижение тепловых потерь в сетях. На рис. 14 показано изменение величины тепловых потерь в сетях: «минимальнодопустимые» потери во всех вариантах остаются неизменными на установленном уровне 6% объема поставок тепловой энергии, а «дополнительные» потери будут меняться в зависимости от качества изоляции и уровня аварийности тепловых сетей. При этом «дополнительные» потери в варианте А будут существенно возрастать, что приведет к общим потерям в 2030 г., равным около 36% по сравнению с 20% в 2005 г. В варианте Б общие тепловые потери сохраняются на неизменном уровне. В варианте В они сокращаются в 2 раза, в том числе «дополнительные» потери — в 3,5 раза.

Таблица 3. Ожидаемый инвестиционный спрос на реконструкцию и развитие тепловых сетей СЦТ России в соответствии с заданными целевыми установками, млрд. долл.

Вариант	2006–2010 гг.	2011–2015 гг.	2016–2020 гг.	2021–2025 гг.	2026–2030 гг.	Всего за 2006–2030 гг. (округленно)
А	13,5	9,3	8,5	8,8	7,7	48
Б	13,5	13,6	13,7	12,2	11,0	64
В	13,5	16,3	16,7	15,4	12,2	74

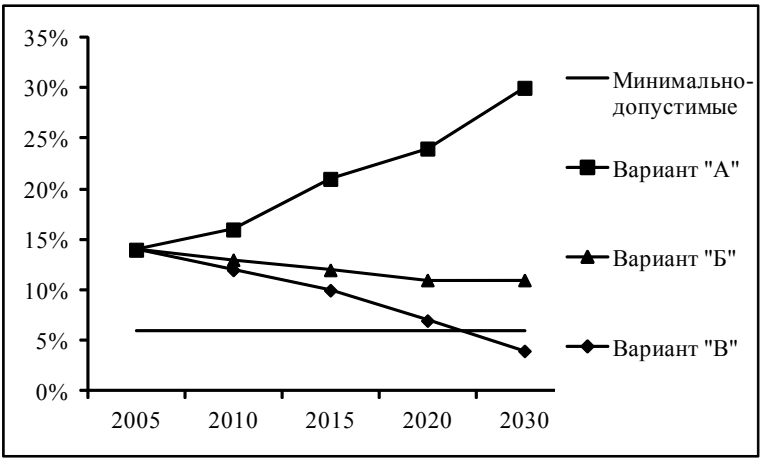


Рисунок 14. Оценка составляющих величины тепловых потерь по вариантам.

В табл. 3 приведены оценки инвестиционного спроса[25] на реконструкцию и развитие тепловых сетей в соответствии с рассматриваемыми вариантами по пятилетним периодам с 2005 по 2030 г. Как видно, в варианте А затраты будут сокращаться в связи с увеличением доли трубопроводов малого диаметра, требующих меньших удельных капиталовложений. В варианте Б капиталовложения будут сохраняться на практически постоянном уровне в течение 2005–2025 гг., затем начнется сокращение инвестиций. В варианте В инвестиции возрастают до 2020 г. с некоторым последующим их снижением. Но они остаются заметно выше, чем в вариантах А и Б.

В итоге суммарные инвестиции в реконструкцию и развитие тепловых сетей в рассматриваемых вариантах за период 2005–2030 гг. могут составить:

— *вариант А* – 48 млрд. долл.;
— *вариант Б* – 64 млрд. долл.;
— *вариант В* – около 75 млрд. долл.

Оценка суммарного спроса на тепловую энергию от СЦТ. Рассмотренные выше направления использования тепловой энергии (на нужды отопления и горячего водоснабжения в жилом и общественном секторах и потери тепла в СЦТ) являются определяющими слагаемыми в тепловом балансе страны. Прогноз спроса на тепло от СЦТ в национальной экономике России до 2030 г. показан на рис. 15.

[25] Без учета удорожания перекладки сетей в городских условиях.

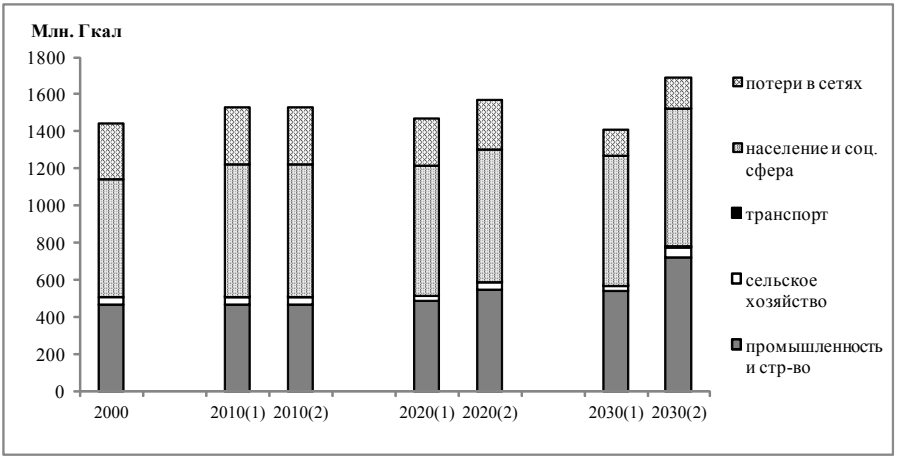


Рисунок 15. Прогноз спроса на тепло от СЦТ до 2030 г. при условии снижения за 10 лет теплопотребления в новых зданиях на 30 % и сокращении потерь в тепловых сетях в 2 раза (в скобках указаны сценарии).

В этом прогнозе спрос на тепло населения и социальной сферы и потери тепла в сетях даны по оценкам, выполненным в настоящей работе, а спрос на тепло промышленного производства, сельского хозяйства и транспортных организаций принят по оценкам, полученным при прогнозировании развития ТЭК страны (см. например, [4]). В основу этих прогнозов положены темпы развития и ожидаемые структурные изменения в национальной экономике и гипотезы изменения энергоемкости добавленной стоимости по отраслям народного хозяйства в соответствии с тенденциями развития энергосбережения (см., например, [20]). Оценка потерь тепла в сетях принята по *варианту В,* предусматривающему снижение аварийности в 3–4 раза и тепловых потерь в 2 раза по сравнению с базовым 2005 г.

В соответствии с приведенными выше предположениями можно ожидать, что спрос на тепло от СЦТ достигнет 1400–1685 млн.Гкал к 2030 г. (в зависимости от сценария) по сравнению с 1410 млн.Гкал в среднем за первое десятилетие XXI в. (1444 млн.Гкал в 2000 г.).

Оценка производства тепла в СЦТ. Обеспечение спроса на тепло от СЦТ в перспективе до 2030 г. будет происходить за счет совершенствования существующих основных технологий: *комбинированного производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ* и *в котельных установках*. При этом следует ожидать, что доли этих двух технологий в течение рассматриваемого периода практически будут оставаться неизменными. В структуре технологий комбинированной выработки будет возрастать доля парогазовых и газотурбинных ТЭЦ при сокращении доли паро-

турбинных ТЭЦ. В период 2020–2030 гг. выгодным может стать применение теплонасосных установок (ТНУ) в системах централизованного теплоснабжения, работающих на низкопотенциальном тепле крупных водных источников (водоемов, рек, озер), станций очистки и охлаждения воды и т. п. На рис. 16 показана ожидаемая структура производства тепла в СЦТ в соответствии с двумя рассматриваемыми сценариями развития ТЭК России.

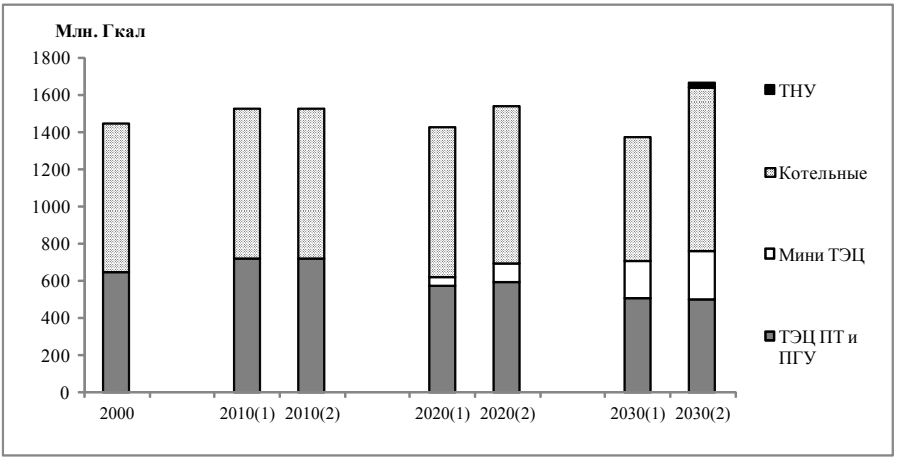


Рисунок 16. Объемы и структура источников производства тепла в системах централизованного теплоснабжения России (в скобках указанны сценарии).

В предстоящем периоде при слабых темпах экономического развития (*сценарий 1*) производство тепла от СЦТ будет медленно сокращаться под влиянием энергосбережения, изменения структуры производства, сокращения аварийности и тепловых потерь в сетях. Напротив, при высоких темпах экономического развития (*сценарий 2*) следует ожидать некоторый рост спроса на тепловую энергию, в результате которого производство тепла может превысить уровень 2000 г. на 10–15 %.

В табл. 4 даны укрупненные оценки необходимых капиталовложений в развитие СЦТ, которые за период до 2030 г. могут составить около 165–190 млрд. долл. (включая инвестиции в ТЭЦ). На тепловые сети должно приходиться не менее 40–45 % всех капиталовложений в СЦТ.

Влияние ограничений на выбросы углекислого газа на структуру производства тепла в СЦТ. Для условий, представленных в базовых сценариях социально-экономического развития страны, дополнительно были рассмотрены еще два варианта ситуаций, которые в перспективе могут оказать существенное влияние на структуру ТЭК

и СЦТ. Они вызваны необходимостью изучения стратегических решений из-за возможных рисков, связанных с влиянием изменения климата планеты на энергетическую политику.

Таблица 4. Оценка необходимых инвестиций в развитие и модернизацию СЦТ за период 2005–2030 гг., млрд. долл.

Показатель	2005–2010 гг.	2011–2020 гг.	2021–2030 гг.
ТЭЦ всех типов	10–12	20–25	50–55
Котельные	1,5–2	6–7	4–8
ТНУ	–	–	0–0,5
Тепловые сети	16–17	34–36	26–28
Всего	27,5–31	60–68	80–90

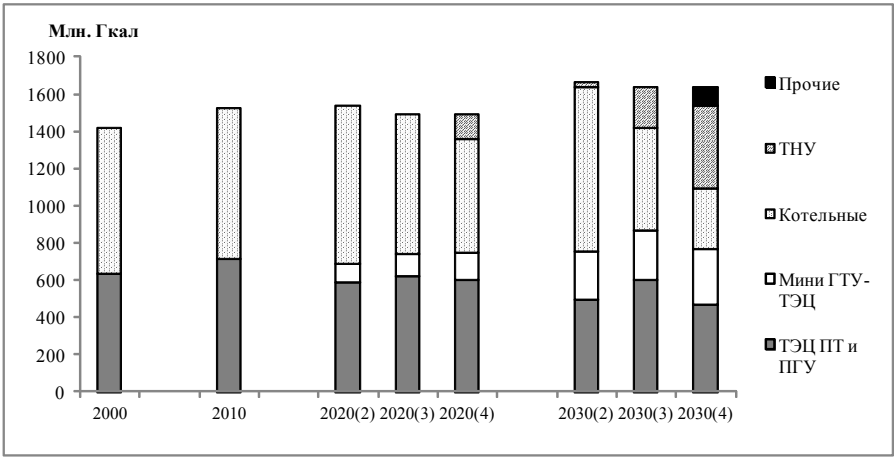


Рисунок 17. Влияние ограничений на выбросы углекислого газа на структуру производства тепла в СЦТ России (в скобках указаны сценарии).

За основу был принят *сценарий 2* с высокими темпами экономического развития, но без ограничений на выбросы углекислого газа. В этом сценарии выбросы CO_2 увеличиваются к 2030 г. почти на 50 %. Для сравнения влияния ограничений на выбросы CO_2 были рассмотрены два дополнительных сценария на основе *сценария 2*:

— *сценарий 3* — «замораживание» требований Киотского протокола после 2012 г. по выбросам тепличных газов;

— *сценарий 4* — ужесточение требований Киотского протокола с целью сокращения выбросов тепличных газов к середине XXI в.

на 40–50 % относительно уровня 1990 г. Это примерно соответствует *Сценарию 450* МЭА [6].

Результаты моделирования структуры производства тепловой энергии в СЦТ при различных ограничениях на выбросы углекислого газа показаны на рис. 17.

Введение ограничений на выбросы углекислого газа приводит к существенному изменению структуры производства тепла.

Во-первых, будут сокращаться технологии производства тепла, использующие органические виды топлива. Особенно это скажется на производстве тепла котельными, доля которых сократится с 50 % в *сценарии 2* до примерно 25 % в *сценарии 4*. Одновременно следует ожидать сокращения доли ТЭЦ в выработке тепла СЦТ — до одной трети в *сценарии 4*. При этом возрастает роль малых ТЭЦ на базе газотурбинных технологий, которые к 2030 г. могут составить более половины всей комбинированной выработки тепла.

Во-вторых, заметно повысится роль технологий генерирования тепла на базе электроэнергии, которая в значительной мере будет производиться на основе ядерной энергии и новых источников энергии. В первую очередь это относится к ТНУ, доля которых в СЦТ к 2030 г. может возрасти до одной трети общего объема производства тепла.

В-третьих, должны появиться новые технологии с нулевыми или очень низкими выбросами углекислого газа за счет использования возобновляемых источников энергии — сухого тепла земли, солнечной энергии, топливных элементов на базе водорода, получаемого путем термохимического разложения воды с использованием тепла высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов или других «чистых» источников энергии. Но это приведет к увеличению инвестиций в СЦТ до 210–220 млрд. долл. к 2030 г.

Литература

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

2. Федеральный закон Российской Федерации от 27 июля 2010 г. N 190-ФЗ «О теплоснабжении».

3. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г., № 1715-р.

4. Некрасов А.С., Синяк Ю.В. Перспективы развития топливно-энергетического комплекса России на период до 2030 года // Проблемы прогнозирования. 2007. № 4.

5. Население России. 2000. Восьмой ежегодный демографический доклад / Под ред. А.Г. Вишневского. М.: Книжный дом «Университет». 2001.

6. IEA, World Energy Outlook 2009, November 2009.

7. Дорожная карта развития теплоснабжения России на период до 2030 г. Проект. Минэнерго РФ. 2008.

8. http://www.energia.fi/en/districtheating/districtheating/customers/consumption

9. Городская Программа «Энергосберегающее домостроение в городе Москве на 2010–2014 гг. и на перспективу до 2020 года». Москва. 2009.

10. Жилищное хозяйство и бытовое обслуживание населения России. Стат. сб. М.: Росстат. 2007.

11. Energy Efficiency in High-Rise Refurbishment. Case Study Series. St. Petersburg, Russia, OECD/EuroACE. 2005. http://www.euroace.org/highrise/Case%20Study%20Russia.pdf)

12. Штейнгауз Е.О. Вопросы энергоснабжения в планировке городов. Государственное издательство литературы по строительству и архитектуре. М. — Л., 1952.

13. Российский статистический ежегодник 2009. М.: Росстат. 2009.

14. ФСГС России. Сводный отчет о работе отопительных котельных и тепловых сетей по Российской Федерации за 2005 год. М., 2006.

15. Некрасов А.С., Воронина С.А. Состояние и перспективы теплоснабжения России // Энергетик. 2004. № 10.

16. Urban Heating in Russia: Experience from the Transition and Future Directions, USAID, Alliance to Save Energy, Municipal Network for Energy Efficiency, 2005.

17. Energy Balances of OECD Countries, IEA Statistics.

18. Майзель И.Л., Петров-Денисов В.Г. Еще раз об экономической и технической целесообразности применения труб пенополиуретановой изоляции для теплоснабжения // Новости теплоснабжения. 2001. № 4.

19. Бухин В.Е. Предварительно изолированные трубопроводы для систем централизованного теплоснабжения // Новости теплоснабжения. 2002. № 3.

20. Башмаков И.А. Повышение энергоэффективности в жилищном секторе // Энергосбережение. 2009. № 8.

РАЗДЕЛ V.
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ НАСЕЛЕНИЯ РОССИИ

Затраты на энергию в российских домашних хозяйствах [1]

Постановка вопроса. Затраты населения на централизованно предоставляемые энергетические услуги[2] и индивидуально приобретаемое топливо[3] существенно выросли за годы реформирования экономики. В структуре потребительских расходов домашних хозяйств они увеличились с 0,6% в 1992 г. до 5,0% в 2003 г.[4], т.е. со среднегодовым темпом в 21,2% [4]. При этом, за тот же период прирост реальных располагаемых денежных доходов населения составил всего 2,8% в год [14]. Такой опережающий рост затрат населения на оплату энергетических нужд связан не только с ростом тарифов на них, но и с огромными потерями, в первую очередь электроэнергии и тепла.

В производстве электроэнергии за 1994–2003 гг. потери в электрических сетях выросли на 39,8% при росте производства на 3,8 проц.п. Одной из причин является несоответствие конфигурации и пропускных способностей электрических сетей, сооруженных в б. СССР, современным условиями рыночной экономики. Это повышает стоимость электроэнергии и, тем самым, увеличивает тарифы [9].

В системах централизованного теплоснабжения (СЦТ), обеспечивающих отоплением и горячим водоснабжением 73% населения России, потери тепла в трубопроводах в настоящее время в среднем по стране составляют 30,7% [20], вместо технологически возможных 3–5%. Аварийность на теплотрассах достигла 7 случаев на 10 км в год и продол-

---

[1] Ж. «Экономический журнал ВШЭ», Т.10, № 3, 2006. Соавтор В. В. Семикашев. Работа подготовлена по программе исследований Отделения общественных наук РАН «Россия в глобализирующемся мире» и при финансовой поддержке Российского гуманитарного научного фонда (проект 05–02–02190а).

[2] Электроэнергия, сетевой газ, тепло (отопление и горячее водоснабжение).

[3] Бензин, дизельное топливо, сжиженный газ, уголь, дрова и др.

[4] Без затрат на горячее водоснабжение, не учитываемое отдельно при выборочных обследованиях.

жает расти. При этом ежегодно теряется 1/4 куб. км воды. Свыше 80 % трубопроводов по протяженности по данным Госэнергонадзора Минэнерго РФ (2002 г.), нуждаются в замене и капитальном ремонте [10]. Все это активно стимулирует рост тарифов на тепло.

Разрегулированность и большая тепловая инерционность СЦТ приводят к существенным деформациям в поставках и, соответственно, оплате тепла населением. Так, натурные замеры, произведенные в домах Москвы в отопительный сезон 2001/2002 г. показали впечатляющие расхождения. По данным [1] для нормального отопления жилого дома необходимо было затратить 100 относительных единиц тепла, тогда как из СЦТ ему было поставлено 151 единица, а по установленным нормативом жители оплатили 322 единицы. Такие дисбалансы наблюдались и в последующие годы [1]. В результате население вынуждено оплачивать не только тепло, которое ему не поставляется, но и тепло, которое ему не требуется.

Очевидно, что оплата населением электроэнергии и тепла мало связано с объемом и качеством предоставляемых ему этих энергетических услуг. Такое избыточное ценовое давление на бюджеты домохозяйств приводит к определенной социальной напряженности в ряде регионов страны. Все это делает необходимым выявить и оценить меру влияния существующей политики тарифов на энергию и топливо на бюджеты домохозяйств.

Спрос населения на энергию. Использование энергии населением является одним из масштабных направлений расходов в топливно-энергетическом балансе России, рассчитываемого Росстатом [14] (рис. 1). По потреблению тепла на отопление и горячее водоснабжение, сжиженного газа, бензина, дров домохозяйства занимают лидирующие позиции. Значимы доли населения и в потреблении электроэнергии, сетевого газа, дизельного топлива и угля. При этом значительные объемы топлива не учитываются отечественной статистикой, т. к. население заготавливает их самостоятельно, особенно жители сельских районов.

Совокупное конечное потребление энергии и топлива в среднем на одного человека в 2003 г. при пересчете в условное топливо составляло 1150 кг у. т./чел. год. В его структуре (рис. 2) основная часть приходится на массово потребляемые виды энергии и топлива: тепло, сетевой газ, электроэнергию[5] и бензин. Потребление сжиженного газа, дизельного топлива, дров, угля относительно мало, что связано с более редким использованием этих видов топлива населением по России в целом. Однако, в отдельных регионах и населенных пунктах страны в зависимости от их уровня благоустройства эти виды топлива могут играть важную роль в энерго- и топливоснабжении населения.

[5] Рассчитано по физическому эквиваленту 1кВт.ч = 0,123 кг у.т.

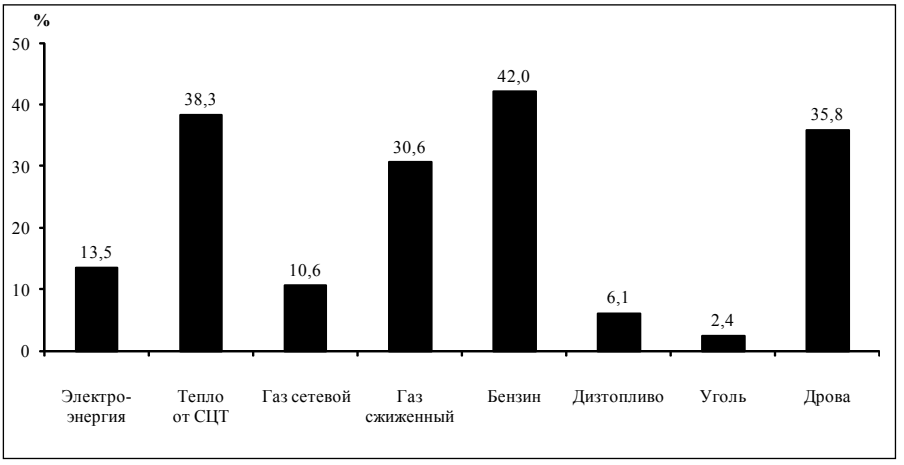


Рисунок 1. Доля домохозяйств (населения) во внутреннем потреблении топлива и энергии в России, 2003 г.

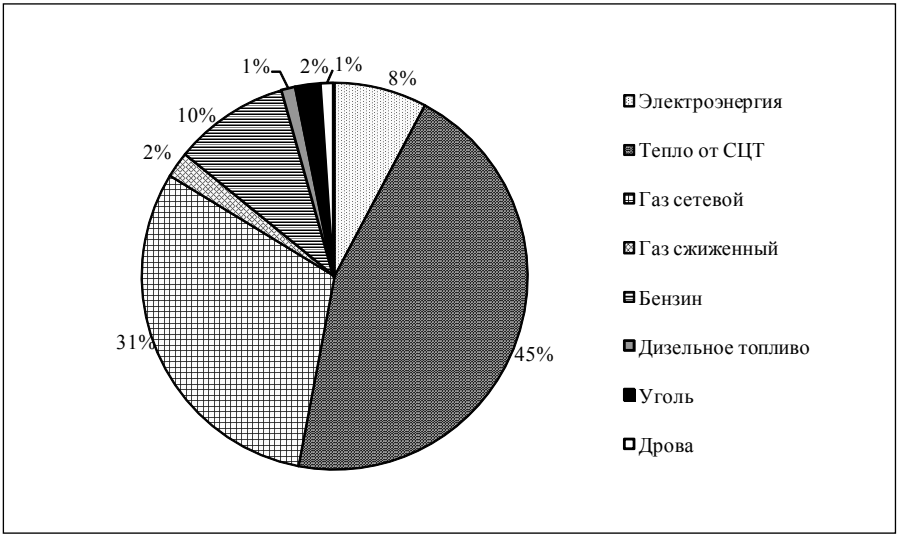


Рисунок 2. Структура конечного потребления энергии и топлива населением России, %, 2003 г.

Энергетическое благоустройство жилищ населения весьма различается по регионам страны (табл. 1) [6]. Теплом для отопления в России централизованно обеспечивается 3/4 жилищного фонда, тогда как горячим водоснабжением охвачено только около 3/5 его площади. Остальная часть жилья оборудована в основном отопительными печами на твер-

дом топливе устаревших конструкций, различными газовыми водонагревателями и, в малом числе случаев, современными автономными газовыми котлами малой мощности, главным образом в коттеджах-новостройках. Централизованно обеспечивается теплом для отопления примерно от 4/5 жилищного фонда в Центральном федеральном округе до 3/5 в Южном ФО, а горячим водоснабжением от примерно 2/3 в Северо-Западном, Центральном и Уральском федеральных округах до немногим более 1/2 в Южном ФО. Таким образом, уровень тепловой комфортности жилья существенно различен в разных регионах страны. Необходимо серьезное изучение возможных направлений совершенствования этих услуг как за счет повышения надежности и экономичности теплоснабжения, так и путем снижения потерь тепла при его транспорте и в жилищах[6], а также денежных затрат населения на эти цели[7].

Таблица 1. Энергетическая характеристика жилищных условий населения.

Федеральные округа	Удельный вес площади, оборудованной:							
	системами централизованного снабжения		автономными истониками		газом			напольными электроплитами
	Отопление	Горячее водоснабжение	Отопление	Горячее водоснабжение	Всего	Сетевой	Сжиженный	
РФ	75,3	61,5	24,7	38,5	70,2	64,2	6,0	16,7
Центральный	81,1	67,6	18,9	32,4	77,1	72,1	5,0	15,2
Северо-Западный	78,0	70,7	22,0	29,3	70,3	35,8	34,5	16,8
Южный	63,1	52,6	36,9	47,4	84,9	82,7	2,2	2,3
Приволжский	77,3	57,7	22,7	42,3	85,9	82,1	3,8	5,9
Уральский	78,4	66,5	21,6	33,5	60,0	49,2	10,8	25,2
Сибирский	68,4	54,6	31,6	45,4	35,0	5,0	30,0	41,6
Дальневосточный	76,1	58,2	23,9	41,8	29,6	11,9	17,7	34,1

Обеспечение населения газом в целом по России находится на высоком уровне: газифицировано более 70% жилищного фонда страны. При этом, в зонах развития газопроводных сетей (Центральный, Южный, Приволжский, частично Уральский и Северо-Западный ФО)

[6] Эти вопросы рассмотрены, например, в статьях [2, 3, 10, 11] и др.

[7] Доля тепла в ежемесячной оплате населением услуг ЖКХ в отопительный сезон достигает 60–70% [19].

население преимущественно обеспечивается природным газом. В то же время, на территориях, где мало развиты или в настоящее время отсутствуют свои источники газоснабжения, основным является сжиженный газ. Он поставляется с нефтеперерабатывающих заводов, главным образом для приготовления пищи (Северо-Западный, Уральский, Сибирский и Дальневосточный ФО). В этих округах также развито приготовление пищи на электроэнергии, поэтому доля электроплит здесь заметно превосходит уровень обеспечения ими жилья в среднем по стране.

Затраты домохозяйств на централизованно предоставляемую энергию. Эти затраты прямо связаны с объемами ее потребления и тарифами (ценами). Первая составляющая затрат зависит от вида потребляемой энергии, числа и энергетической эффективности используемых приборов и устройств, длительности их работы и числа членов семей. Эти показатели меняются относительно медленно в течение времени.

Однако вторая компонента этих затрат, которую представляют тарифы и цены на энергию, отличается высокой динамикой роста. Так, за 1997–2003 гг. тарифы на централизованно поставляемую домохозяйствам энергию быстро преодолели спад, вызванный кризисом экономики в 1998 г., и выросли к 2003 г. в 4,5–6,4 раза [14, 18]. В то же время, денежные доходы населения выросли в 5,5 раз, а их реальная располагаемая величина превысила свой исходный уровень только на 14,6 % [14]. Это способствовало устойчивому наращиванию затрат на энергию в бюджетах семей.

В среднем затраты населения на оплату централизованно предоставляемых энергетических услуг за 1997–2003 гг. выросли в неизменных ценах в 7,5 раз (табл. 2). Поэтому недостаточен анализ и прогноз тенденций затрат на энергетические нужды домохозяйств только на основе осредненных данных. Все возрастающее давление энергетического фактора на бюджеты семей следует проводить по всему спектру условий жизни населения.

Таблица 2. Суммарные среднемесячные затраты населения России на энергетические услуги, предоставляемые централизованными системами энергоснабжения, руб./чел. мес.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Текущие цены	15,1	17,5	22,5	32,9	56,6	86,6	126,8
Число раз	1	1,16	1,49	2,17	3,74	5,72	8,37
Неизменные цены*	15,1	9,5	16,5	27,3	47,7	75,3	113,2
Число раз	1	0,63	1,09	1,81	3,35	4,97	7,48

** Дефлятор — индекс потребительских цен (ИПЦ).*

Отечественной статистикой ежегодно проводятся выборочные обследования бюджетов домашних хозяйств (ОБДХ) [4] по 10 процентным (децильным) группам населения в зависимости от среднедушевых денежных доходов. На этой основе были получены оценки величины затрат на централизованно предоставляемые энергетические услуги домашним хозяйствам в долях от денежных доходов в каждой группе населения[8] (рис. 3)[9]. При этом следует иметь в виду, что за пределами обследований остаются как группа обездоленного населения, так и группа экстремально богатых граждан.

На рис. 3 уровни долей затрат на энергию с шагом роста в 1% выделяются разными оттенками и отделены друг от друга жирными изолиниями. Это позволяет судить о темпах роста затрат относительно децильных групп и лет. Как видно, в 1997–1999 гг. изолинии были неустойчивыми, что происходило из-за резких изменений тарифов на энергию и доходов населения. С 2000 г. нарастание долей затрат на энергию в денежных доходах населения имеет линейный вид. При этом тарифы на энергию начали расти быстрее доходов населения.

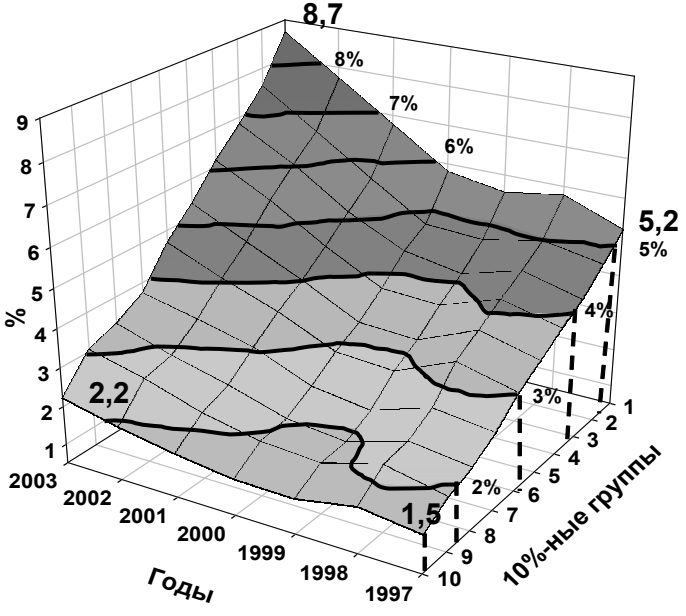


Рисунок 3. Доля денежных доходов населения, приходящаяся на оплату централизованно поставляемой энергии.

[8] Подробнее см. в работе [12].

[9] Составлено по [4].

Как видно, существует различие между 1-й группой с наименьшими средними денежными душевыми доходами и 10-й группой, где они наибольшие. За 1997–2003 гг. затраты на энергию в бюджетах домохозяйств 1-й группы выросли с 5,2 % до 8,7 %, или почти в 1,7 раза, что очень чувствительно для семей с низкими доходами. Эти затраты составляют примерно 2/3–3/4 всех расходов семей на оплату услуг жилищно-коммунального хозяйства.

Напротив, повышение объемов потребления и тарифов на энергию за этот же период мало сказалось на затратах в 10-й группе домохозяйств. Они выросли всего с 1,5 до 2,2 %, т.е. менее чем в 1,5 раза. Слабый рост доли затрат на энергию в бюджетах домохозяйств этой группы связан с опережающим увеличением их доходов. Так, за 1997–2003 гг. дифференциация денежных доходов между крайними группами населения по данным Росстата возросла с 13,6 до 14,5 раз [14] и достигла 14,8 раз в 2004 г. [15].

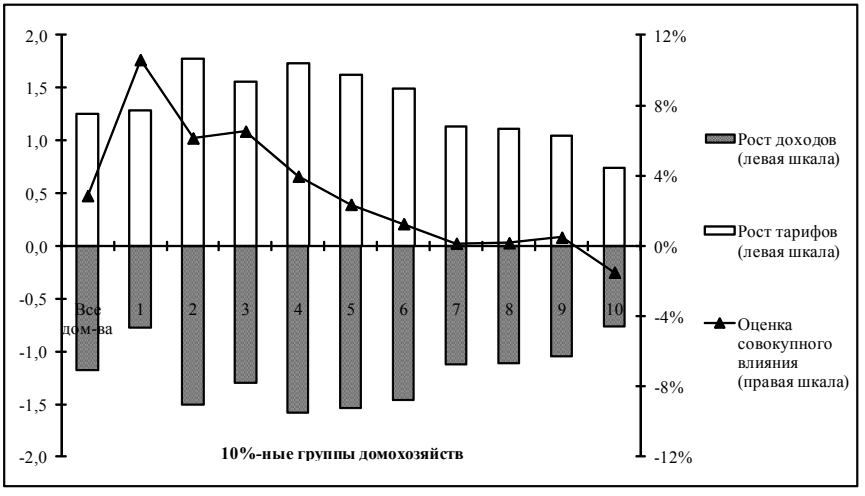


Рисунок 4. Влияние роста тарифов и доходов на долю энергетических затрат в бюджетах домохозяйств.

Основными факторами, которые влияют на долю затрат в доходах домохозяйств на централизованно поставляемую им энергию, являются уровни тарифов (цен) и денежных доходов населения. На рис.4 показано индивидуальное влияние этих факторов и дана для каждой из 10 %-х групп населения оценка их совокупного воздействия в случае одинакового роста[10].

[10] Описываемый в последующих двух абзацах расчет и его иллюстрация на рис. 4 более поздний и квалифицированно выполненный расчет по сравнению с приведенным в оригинальной версии статьи.

Индивидуальное влияние факторов определяется по коэффициентам их эластичности в регрессионных уравнениях[11]. Совокупное влияние определяется как разность коэффициентов регрессии при разнонаправленных факторах (тарифы и доходы). Для каждой децильной группы такая разность нормируется по свободному коэффициенту в регрессии, который, в свою очередь, отражает некоторый базовый уровень затрат на энергию группы населения. Знак при показателе совокупного влияния показывает направление изменения затрат при одинаковом росте как тарифов, так и доходов.

Как видно, первые четыре децильные группы населения с низкими доходами, т.е. 40% населения страны, существенно чувствительны к изменениям цен на энергию. Следующие три группы ощущают их рост. Последние три группы домохозяйств с высокими доходами, по-видимому, не испытывают давления цен[12]. Таким образом, влияние ценовой составляющей уменьшается по мере роста благосостояния населения.

Затраты населения на индивидуально приобретаемое топливо. Помимо оплаты энергетических услуг, которые предоставляются населению централизованно, домохозяйства расходуют свои средства на приобретение твердого и жидкого топлива, сжиженного газа, бензина и других горюче-смазочных материалов (ГСМ). Это сфера больших трудовых и финансовых затрат населения по их приобретению. Однако, к сожалению, не все такие затраты фиксируются при обследованиях бюджетов домашних хозяйств.

Цены на бензин, уголь и дрова за период 1997–2003 гг. увеличились в 4–5 раз (рис. 5). Это несколько ниже чем рост номинальных доходов населения.

В значительной мере затраты на топливо связаны с наличием моторизованных транспортных средств, в первую очередь автомобилей, в каждой группе населения (табл. 3) [4]. Как видно, различные транспортные средства имеются во всех группах, поэтому рост цен на ГСМ повышает расходы всего населения страны. Так, в 2003 г. на 100 домохозяйств в 1-й группе было 19 моторизованных средств, в том числе 14 автомобилей, По мере роста доходов их число возрастает до 54 и 45 в 8-й группе. Снижение их количества в 9 и 10-й группах, по-видимому, может быть объяснено малым числом членов семей в этих группах[13] и большим использованием служебных автомобилей.

---

[11] Для каждой 10% группы населения и всей совокупности домохозяйств были построены регрессионные уравнения долей затрат на энергию в зависимости от темпов роста тарифов и доходов населения.

[12] Наблюдаемое отклонение от гладкой динамики этого показателя у 9-ой группы может быть связано с неоднородностью ее состава по среднедушевым доходам.

[13] В 1-ой группе число членов одного домохозяйства составляет более 3,6 человек, тогда как в 10-й всего 2,0 чел. [17].

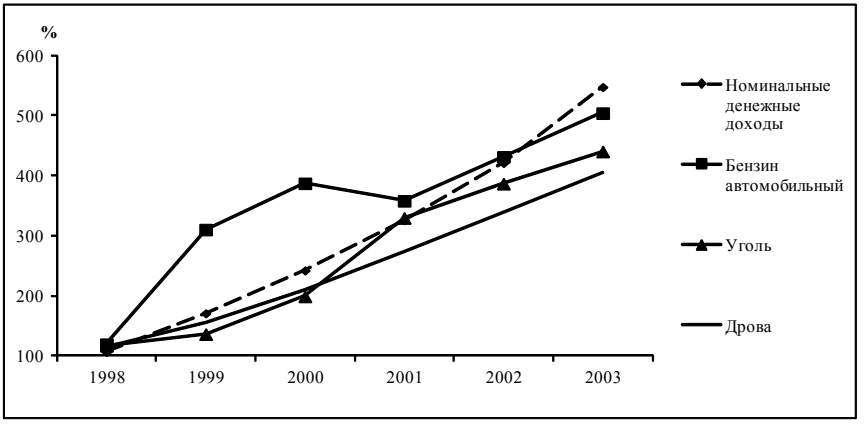


Рисунок 5. Динамика роста тарифов на топливо и доходы населения.

Таблица 3. Расходы на приобретение твердого и жидкого топлива, сжиженного газа, ГСМ, в долях от среднего денежного дохода, 2003 г.

Группа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доля расходов, %	1,1	1,3	1,4	1,6	1,7	2,7	2,5	2,6	2,2	1,7
Разы	1,00	1,20	1,29	1,50	1,59	2,51	2,36	2,42	2,02	1,58
Мотосредства*	19	25	26	29	32	38	44	54	48	47
Разы	1,00	1,32	1,37	1,53	1,68	2,00	2,32	2,84	2,53	2,47
в том числе:										
Автомобили*	14	19	20	23	26	31	36	45	41	41
Разы	1,00	1,36	1,43	1,64	1,86	2,21	2,57	3,21	2,93	2,93

** Единиц на 100 домохозяйств.*

Суммарная величина затрат на топливо и энергию в долях от средних денежных доходов у 10% групп населения. В домашних хозяйствах она связана с оплатой централизованно поставляемых видов энергии и самостоятельно приобретаемого топлива (рис. 6). Эти две разные группы затрат на энергию имеют противоположные направления роста в бюджетах семей. Первая растет от минимальной доли в 10-й группе населения с наибольшими доходами до максимального значения у населения с наименьшими доходами. Вторая, связанная с самостоятельными затратами населения на приобретение различных видов топлива, растет в обратном направлении. В результате суммарные расходы на энергию в домохозяйствах крайних групп населения различаются только в 2,5 раза. Это существенно меньше, чем различие между среднедушевыми денежными доходами у этих групп населения, которое составило в 2003 г. 10,4 раза [5].

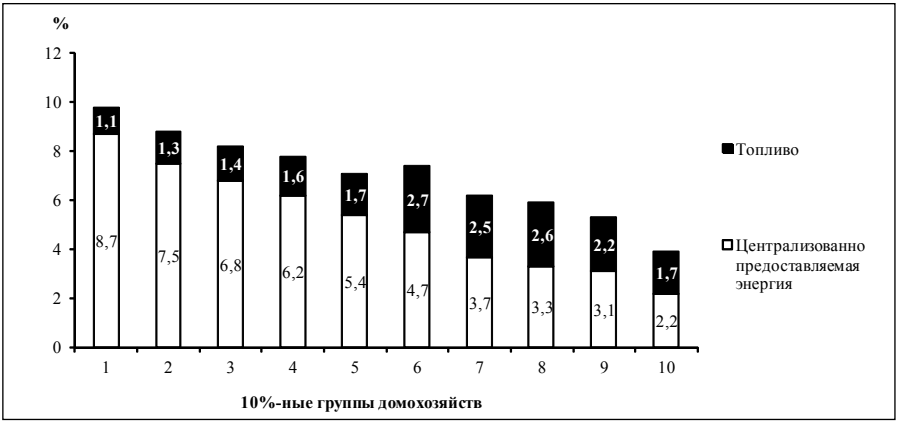


Рисунок 6. Затраты населения на централизованно предоставляемые энергетические услуги и индивидуально приобретаемое топливо, в долях от средних денежных доходов, 2003 г.

Большая дифференциация затрат на энергию в домохозяйствах с разными денежными доходами делает необходимым проведение сопоставительного анализа этих показателей по всем основным видам энергии и регионам страны. В качестве объектов изучения были выбраны централизованно поставляемые виды энергии (электроэнергия, тепло, сетевой газ) и индивидуально приобретаемые населением сжиженный газ и бензин. Выбор объясняется всеобщностью их потребления и социально-экономической значимостью.

Тарифы на электроэнергию и денежные доходы населения. Величины базовых тарифов[14] на электроэнергию для населения, которые были установлены в 2004 г. в субъектах федерации [7] даны на рис. 7. Они выстроены в порядке убывания. На рис. 8 также приводятся и среднемесячные доходы населения в ноябре 2004 г. [16]. Как видно, тарифы у большинства субъектов федерации относительно мало отличаются от соседних по уровню своих значений. Однако есть группа регионов (Чукотский и Корякский АО, Камчатская и Сахалинская области), где высокие затраты по доставке топлива и эксплуатации электроэнергетических объектов в сложных природных условиях приводят к очень высоким тарифам. Напротив, там, где определяющее значение в энергетических балансах регионов имеет дешевая гидроэнергия (Иркутская область, Республика Хакасия, Красноярский край) или дешевое топливо (Красноярский край, Кемеровская область), тарифы установлены заметно ниже среднего значения для России или соседних регионов.

[14] Для городского населения в квартирах или домах без стационарных напольных электроплит и электроотопительных установок.

При этом, как видно на рис. 7, в целом по России практически не имеется связи между тарифами на электроэнергию и уровнями среднедушевых денежных доходов населения, хотя они являются одним из основных социально-экономических показателей благосостояния жителей субъектов федерации. Теснота корреляционной связи между этими показателями характеризуется коэффициентом детерминации равным R^2=0,07, т. е. практически отсутствует[15]. Это означает, что в тарифах на электроэнергию для населения, которые устанавливаются региональными администрациями и их энергетическими службами и контролируются Федеральной службой по тарифам (ФСТ России), никак не учитываются экономические условия жизни населения. Согласно действующим «Методическим указаниям» [8], базовым показателем для расчета тарифов является только необходимая валовая выручка энергоснабжающей организации, что явно недостаточно при формировании тарифов для населения.

Отсутствие корреляционной связи между тарифами на электроэнергию и денежными доходами населения в целом по России делает необходимым анализ поведения этих показателей в разрезе Федеральных округов для оценки роли тарифной политики по электроэнергии в регионах страны. На рис. 8 и 9 представлены величины тарифов и среднемесячных денежных доходов населения по каждому субъекту федерации, входящему в ФО и даны значения коэффициента корреляции (R) между ними.

Как видно, в Северо-Западном, Южном и Приволжском ФО такая связь отсутствует, т. к. величины коэффициента корреляции практически не значимы. В остальных ФО существует только очень слабая связь между этими показателями. При этом в Уральском, Сибирском и Северо-Западном ФО имеют место разнонаправленные тенденции между тарифами на электроэнергию и среднедушевыми денежными доходами населения, что характеризуется отрицательными значениями коэффициента корреляции. В субъектах федерации этих ФО тарифы ниже там, где доходы выше и наоборот, где ниже доходы, там превалируют высокие тарифы на электроэнергию. Такие несоответствия не отвечают требованиям проведения справедливой социально ориентированной тарифной политики для населения и должны быть серьезно откорректированы.

На отсутствие координации между уровнями тарифов и доходами указывают также различия в покупательной способности населения по электроэнергии. Как видно из табл. 4, средняя по России покупательная способность равняется 7,4 тыс. кВт.ч/чел. мес. По федеральным округам она различается в 2,2 раза, что отражает несоответствие между уровнем тарифов на электроэнергию и доходами населения в регионах.

[15] Исключение из совокупности регионов с высокими денежными доходами населения слабо влияет на коэффициент детерминации. То же самое можно сказать про связь между тарифами на электроэнергию и уровнями доходов населения в разрезе Федеральных округов.

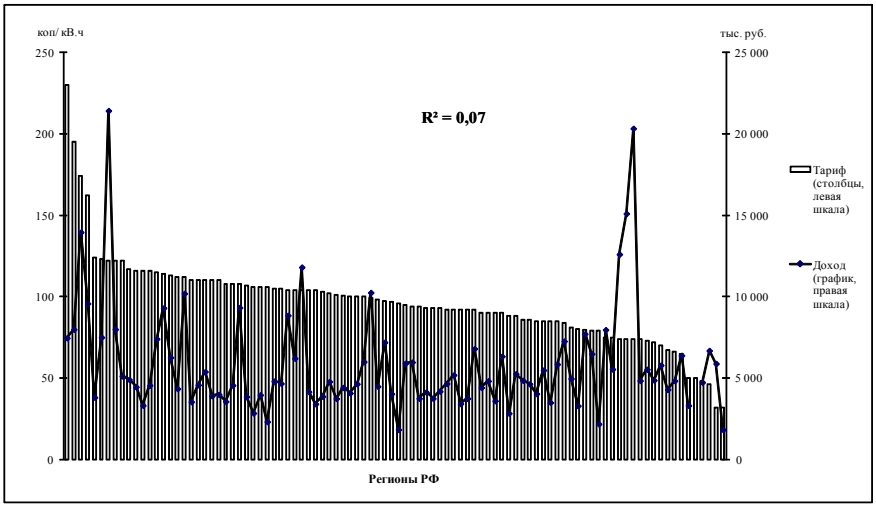


Рисунок 7. Тарифы на электроэнергию и денежные доходы населения в регионах России.

Среднедушевое потребление электроэнергии в регионах существенно различается. Поэтому для получения объективной оценки покупательной способности по электроэнергии целесообразно иметь также и ее нормировку по территориальному среднедушевому расходу электроэнергии. Такая оценка, названная нами *приведенной покупательной способностью*, позволяет получить характеристику в виде числа среднемесячных расходов электроэнергии, которые потенциально возможно приобрести населению в разных субъектах федерации. Этот показатель (табл. 4) также подтверждает существование больших несоответствий между доходами населения и тарифами, по которым население оплачивает электроэнергию.

Как видно, в Уральском и Приволжском ФО средние уровни тарифов на электроэнергию примерно равны. При этом доходы населения значительно выше в Уральском ФО. Это определяет здесь более высокую покупательную способность доходов населения по электроэнергии, по сравнению с Приволжском ФО. В то же время, в этих Федеральных округах сложились разные объемы месячного потребления электроэнергии, что делает одинаковыми показатели приведенной покупательной способности.

При прогнозировании потребления электроэнергии населением необходимо выделить факторы, которые существенно влияют на ее объемы. Для этого были определены коэффициенты корреляции между среднедушевым потреблением электроэнергии, тарифами на нее, доходами населения и обеспеченностью домохозяйств напольными электрическими плитами как по России в целом, так и по Федеральным округам (табл. 5).

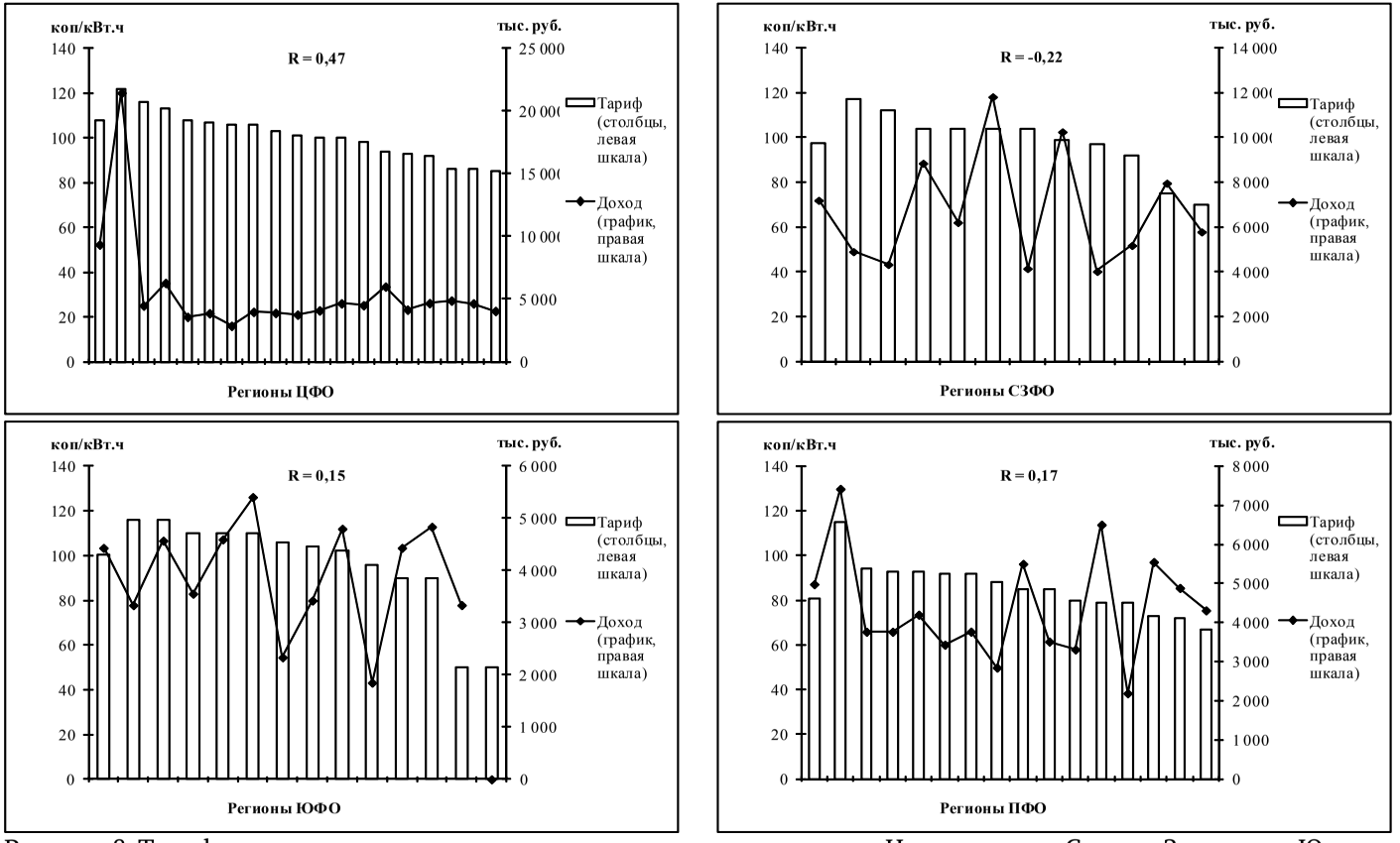


Рисунок 8. Тарифы на электроэнергию и денежные доходы населения в Центральном, Северо-Западном, Южном и Приволжском ФО.

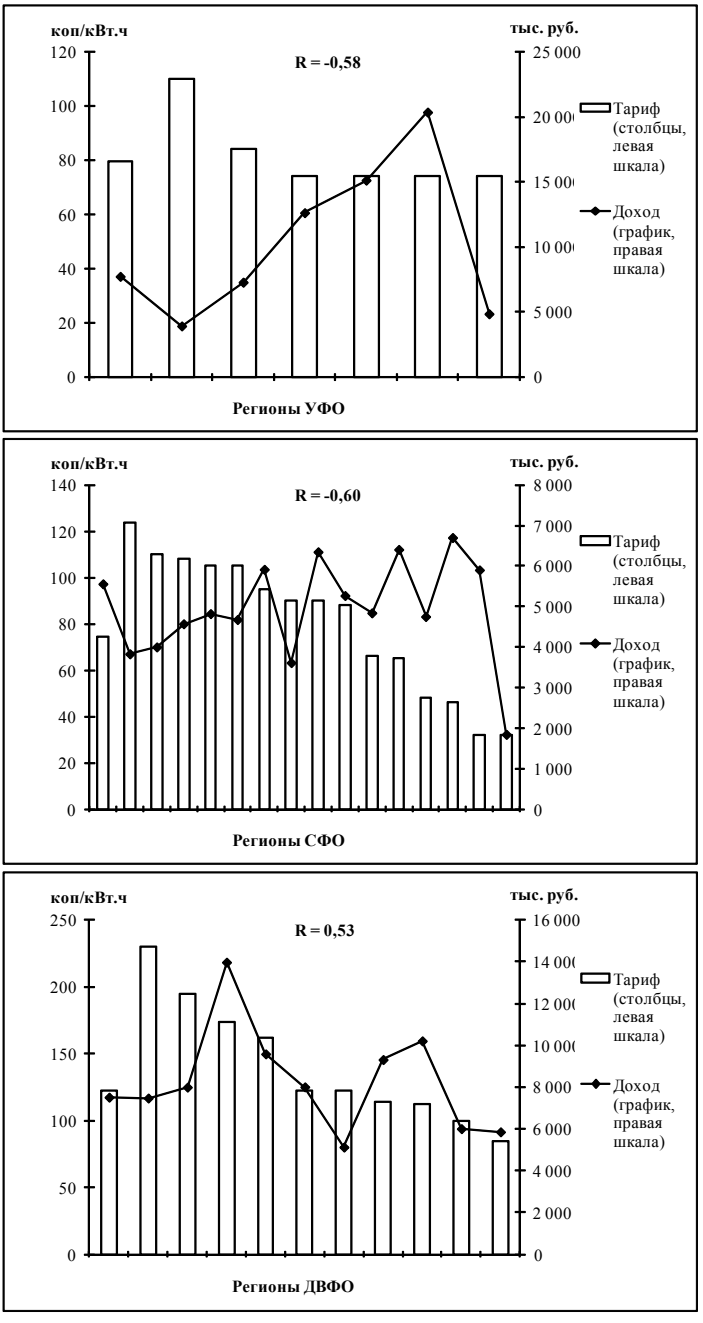


Рисунок 9. Тарифы на электроэнергию и денежные доходы населения в Уральском, Сибирском и Дальневосточном ФО.

Таблица 4. Покупательная способность населения и среднее потребление электроэнергии населением в ФО.

Федеральные округа	Средние денежные доходы населения, ноябрь 2004, руб./чел.	Тариф на э/э, 2004, руб./ 100 кВт.ч	Покупательная способность денежных доходов по э/э, кВт.ч/чел. мес	Среднее потребление э/э, 2003, кВт.ч/ чел. мес.	Приведенная покупательная способность, раз	Доля площади, оборудованной электроплитами, %
РФ	6819	91,8	7428	60,1	124	16,7
Центральный	9346	107,9	8664	56,9	152	15,2
Северо-Западный	7214	97,3	7412	64,2	116	16,8
Южный	4432	100,4	4414	45,2	98	2,3
Приволжский	4982	81,0	6153	51,6	119	5,9
Уральский	7733	79,7	9703	81,5	119	25,2
Сибирский	5561	74,6	7453	77,4	96	41,6
Дальневосточный	7523	122,8	6124	68,0	90	34,1

Как видно из табл. 5, существенной для России и большинства ФО является связь между электропотреблением и обеспечением домохозяйств электроплитами. Вторым фактором, оказался уровень тарифа, влияние которого на объемы потребления электроэнергии, довольно высоко в ряде Федеральных округов.

В результате была построена регрессионная зависимость среднедушевого среднемесячного потребления электроэнергии по России и ФО от этих факторов:

$$Y = 67{,}08 + 0{,}78X - 0{,}20Z \quad \text{кВт.ч/чел.мес., где:}$$

Y — среднедушевое потребление электроэнергии;

X — доля обеспеченности домохозяйств напольными электроплитами, % от площади жилищного фонда;

Z — величина среднего базового тарифа на электроэнергию по России или ФО, руб./100 кВт.ч.

В совокупности эти два фактора объясняют 80,5 %[16] изменчивости уровня потребления электроэнергии по Федеральным округам. Обеспеченность электроплитами сильнее влияет на потребление электроэнергии, чем уровень тарифов. Это связано с неэластичность потребления электроэнергии по цене. У населения России еще не сложилось отно-

[16] Коэффициент детерминации R^2 равен 80,5 %.

шение к электроэнергии как к товару, потребление которого можно менять в зависимости от цен на него. Хотя уровень тарифов слабо влияет на потребление электроэнергии, затраты на нее увеличиваются вместе с ростом тарифов, что не может не сказываться на бюджетах домохозяйств, особенно располагающих низкими денежными доходами.

Таблица 5. Теснота и направление связей между потреблением электроэнергии населением, денежными доходами и тарифами на электроэнергию в ФО.

Федеральные округа	Коэффициент корреляции между:					
	потреблением и тарифами	потреблением и доходами	потреблением и долей электроплит	тарифами и доходами	тарифами и долей электроплит	доходами и долей электроплит
РФ	-0,01	0,48	0,74	0,27	0,00	0,57
Центральный	0,55	0,36	0,52	0,47	0,98	0,51
Северо-Западный	0,15	-0,60	0,67	-0,22	0,55	-0,81
Южный	0,62	-0,16	0,19	0,15	0,37	-0,27
Приволжский	0,41	0,13	0,10	0,17	0,34	0,62
Уральский	0,91	-0,77	0,99	-0,58	0,92	-0,70
Сибирский	0,33	-0,47	0,66	-0,60	0,53	-0,58
Дальневосточный	0,42	0,30	0,74	0,53	0,44	0,37

Исследования, аналогичные выполненным по электроэнергии, целесообразно выполнить по всем видам энергии, которые использует население страны в своих домохозяйствах. Укрупнено они проведены в настоящей работе по теплу и сетевому газу.

Тарифы на тепло и денежные доходы населения. Теплоснабжение населения через системы централизованного снабжения организационно отличается от обеспечения электроэнергией. Отсутствие счетчиков тепла в домохозяйствах привело к использованию нормативов потребления тепла для определения стоимости отопления и горячего водоснабжения (ГВ). Поэтому для населения устанавливаются тарифы на отопление жилья в расчете на 1 кв.м. общей площади и на ГВ в расчете на одного человека. Эти тарифы условно можно считать розничными.

Энергоснабжающие компании поставляют тепло в системы централизованного теплоснабжения по оптовым тарифам в расчете на 1 Гигакалорию (руб./Гкал). При этом существуют две организационно-производственные системы снабжения теплом:

• от региональных АО-энерго, производящих тепло на электростанциях и в котельных;

• от муниципальных компаний, которые поставляют тепло только от котельных.

Таким образом, прямая связь между оптовыми и розничными тарифами на тепло отсутствует. Это делает возможным вносить различные субъективные коррективы в розничные тарифы при пересчете их в руб./кв.м общей площади домохозяйства. Это видно при последовательном сравнении оптовых и розничных тарифов с денежными доходами населения.

На рис. 10, показаны величины тарифов на тепловую энергию, поставляемую региональными АО-энерго, выстроенные в порядке их убывания, и среднемесячные денежные доходы населения в ноябре 2004 г. Коэффициент детерминации R^2 между этими показателями равняется 0,15, что означает отсутствие значимой статистической связи между тарифами и доходами населения.

Статистически значимой связи между тарифами на тепло от муниципальных организаций и доходами населения также не наблюдается ($R^2 = 0,12$). В то же время между собой два оптовых тарифа хорошо коррелируют ($R^2 = 0,73$), что связано с затратным методом определения тарифов. Они, как отмечалось выше (см. [8]), должны обеспечивать необходимую выручку теплоснабжающей организации. При этом, основным показателем в тарифе являются затраты на топливо, которые существенно различаются по регионам. Такой подход к тарифообразованию позволяет энергокомпаниям получать большую прибыль при увеличении издержек, а не при повышении эффективности работы или качества услуг.

Теоретически розничные тарифы при их регулировании по рекомендации Международного энергетического агентства (МЭА) [13] должны быть компромиссом между затратами производителей, с одной стороны, и спросом на тепло со стороны населения и их денежными доходами, обеспечивающими этот спрос, — с другой стороны. Но как показано на рис. 12 такой взаимосвязи нет.

На рис. 11 денежные доходы населения сопоставляются с тарифами на тепло от муниципальных теплоснабжающих организаций. Выработка тепла у таких организаций более затратна по сравнению производством тепла региональными АО-энерго. В результате тарифы на тепло здесь в среднем в 1,5 раза выше, чем у АО-энерго. В большинстве регионов соотношение этих тарифов изменяется от 1,2 до 2,3. При этом, в Вологодской обл., Ставрапольском крае и Респ. Коми тепло от региональных АО-энерго в 2004 г. было дороже, чем тепло от муниципальных теплоснабжающих организаций.

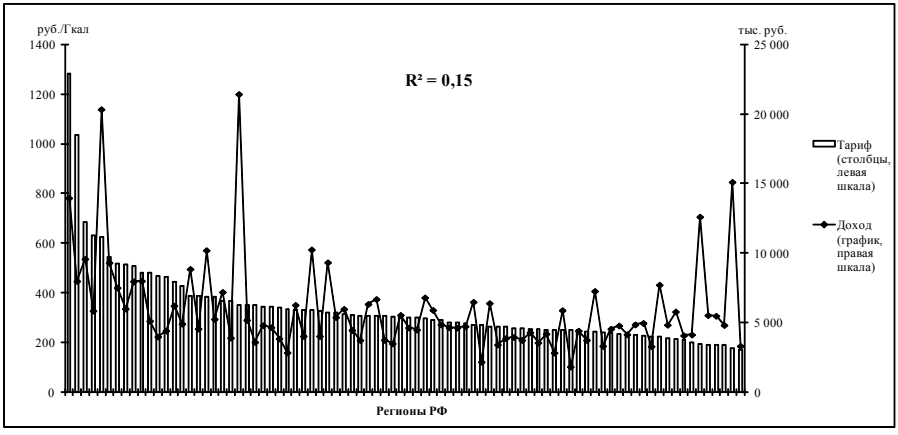


Рисунок 10. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую АО-энерго и денежные доходы населения в регионах России.

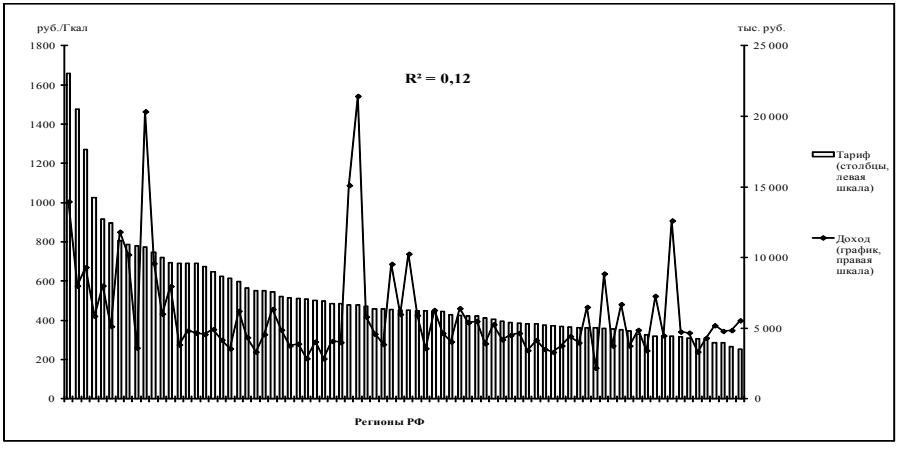


Рисунок 11. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую муниципальными теплоснабжающими организациями и денежные доходы населения в регионах России.

При установлении тарифа на отопление жилья для населения местные администрации, как правило, ориентируются на возмещение затрат организаций ЖКХ, но, при этом, не учитывают уровень доходов населения. Таким образом, высокими тарифами покрываются неэффективность работы теплоснабжающих организаций и большие потери в тепловых сетях. В итоге между розничными тарифами и денежными доходами населения наблюдается полная рассогласованность ($R^2 = 0,02$).

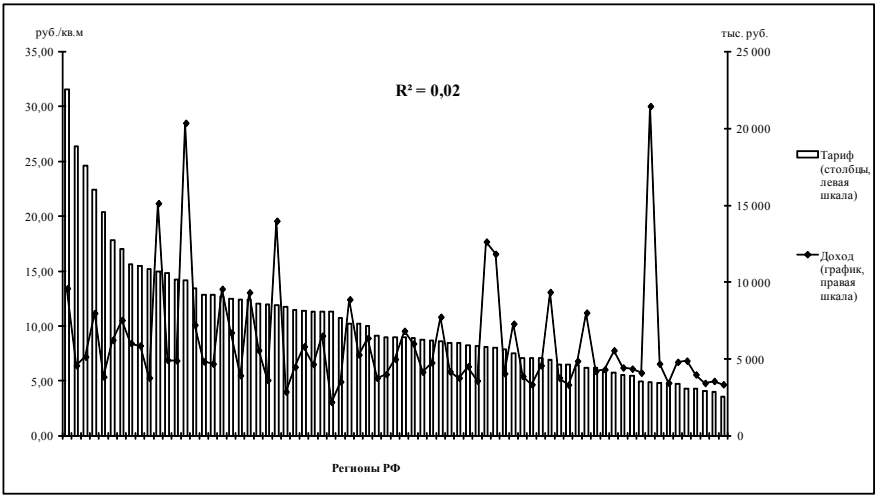


Рисунок 12. Тарифы на отопление, определенные в расчете на один кв.м общей площади жилья, и денежные доходы населения в регионах России.

Неблагополучие тарифной политики в теплоснабжении достаточно очевидно при сопоставлении оптовых и розничных тарифов, рассчитанных для федеральных округов по данным [7] (табл. 6). Так, отношение средних по ФО оптовых тарифов на тепло, поставляемого АО-энерго, составляет 2,3 раза: максимальный средний тариф в Дальневосточном ФО, минимальный в Уральском ФО. При этом, отношение розничных тарифов на отопление жилья для населения имеет более чем 3-х кратный разрыв.

Цены на сетевой и сжиженный газ и денежные доходы населения. Как было показано на рис.1, на долю населения приходится свыше 10% внутреннего потребления сетевого и более 30% сжиженного газа. С каждым годом растет газификация населенных пунктов. В среднем по стране в 2004 г. уже 70% жилой площади было обеспечено тем или иным видом газоснабжения. Также как и в случае с теплоснабжением, в домохозяйствах нет счетчиков потребления газа. Поэтому для расчетов с населением за сетевой газ применяются тарифы, сформированные по тому же принципу, что и тепловые.

В домохозяйствах есть три основных процесса, на которые расходуется газ, — это пищеприготовление, снабжение горячей водой и отопление. Наиболее широко распространено пищеприготовление; горячее водоснабжение и отопление на газе используются реже. Плата за пищеприготовление и горячую воду на газе исчисляется в рублях в расчете на число членов домохозяйства, в руб. на человека в месяц, — аналогично розничным тарифам для централизованного горячего водоснаб-

жения. При наличии счетчика расхода газа потребитель может оплачивать использованный им газ по розничным тарифам, рассчитанным в руб./куб.м, исходя из фактического объема его потребления.

Таблица 6. Средние тарифы на тепло по Федеральным округам.

Федеральные округа	Средний оптовый тариф на тепло, поставляемое АО-энерго		Средний розничный тариф на отопление жилища для населения	
	руб./Гкал	%	руб./кв.м	%
РФ	296,0	100,0	8,97	100,0
Центральный	322,1	108,8	6,96	77,6
Северо-Западный	368,8	124,6	13,43	149,7
Южный	249,6	84,3	5,58	62,2
Приволжский	227,4	76,8	8,99	100,0
Уральский	223,1	75,4	8,60	95,9
Сибирский	302,0	102,0	12,04	134,2
Дальневосточный	519,0	175,3	17,06	190,2

Для отопления жилья газом существует два вида цен — в расчете на кв.м общей площади и за использованные куб.м при наличии счетчика расхода газа. В последнем случае цена назначается, как правило, ниже, чем розничная цена на газ для населения в данном регионе. Разница между ценами может составлять два-три раза, хотя есть ряд регионов, где эти цены совпадают.

Оптовые цены на газ устанавливаются по 12 территориальным зонам — в зависимости от удаленности от основных мест добычи газа. Самые низкие цены в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском АО, а наиболее высокие приходятся на удаленные регионы Северо-Западного, Южного и Дальневосточного ФО[17]. Связь между оптовыми и розничными ценами на газ полностью отсутствует ($R^2 \approx 0$), что еще раз подтверждает сделанный выше вывод о неориентированности розничной ценовой политики на основного потребителя — население.

На рис. 13 даны цены на газ, оплачиваемый домохозяйствами по счетчику (руб./куб.м), и денежные доходы населения. Также как и для двух других видов централизованно поставляемых видов энергии здесь наблюдается полная рассогласованность уровней цен и денежных доходов населения ($R^2 = 0{,}01$).

[17] Рассматриваются только субъекты федерации, снабжаемые газом по магистральным газопроводам.

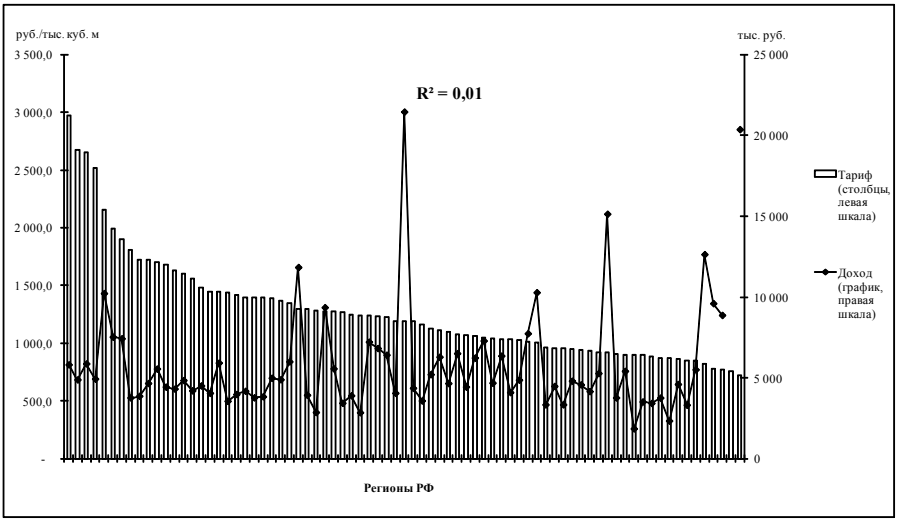


Рисунок 13. Розничные цены на сетевой газ и денежные доходы населения в регионах России.

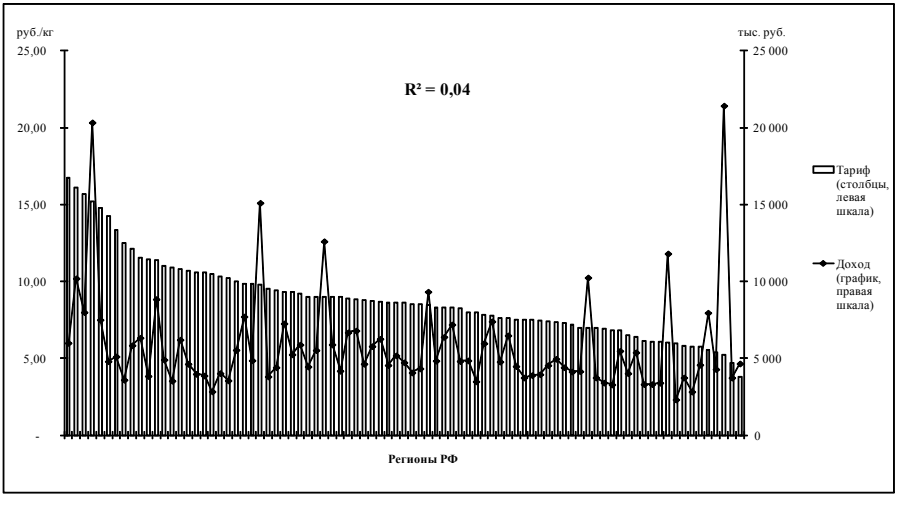


Рисунок 14. Цены на сжиженный газ и денежные доходы населения в регионах России.

Примерно такая же картина наблюдается и с ценами на сжиженный газ для населения (рис. 14). Теснота связи (R^2) с денежными доходами населения доходов населения равна 0,04, т. е. практически отсутствует. Однако, использование сжиженного газа отличается от условий, харак-

терных для централизованно поставляемых домохозяйствам видов энергии. Во-первых, малая часть домохозяйств пользуется таким способом газоснабжения. Лишь в нескольких регионах масштабы использования сжиженного газа находятся на уровне, когда можно говорить о значительном их влиянии на бюджеты населения. Поэтому изначально связи между ценами на сжиженный газ и денежными доходами населения по всей совокупности регионов может и не быть.

Цена на бензин и денежные доходы населения. На рис. 15 показаны цены на бензин и денежные доходы населения в ноябре 2004 г. Различие в ценах по регионам в 1,3 раза во многом объясняется затратами на поставку нефти до НПЗ, которые находятся на удалении от центров ее добычи.

Как известно в РФ наблюдается значительный рост цен на бензин. В основном он обуславливается тремя факторами:

• ростом мировых цен на нефть и, соответственно, увеличением налогообложения нефтепродуктов;

• неэффективной работой нефтеперерабатывающей отрасли, которая характеризуется низким технологическим уровнем производства и имеет нерациональную с точки зрения потребностей экономики структуру производства нефтепродуктов;

• низким уровнем конкуренции на большинстве региональных рынках.

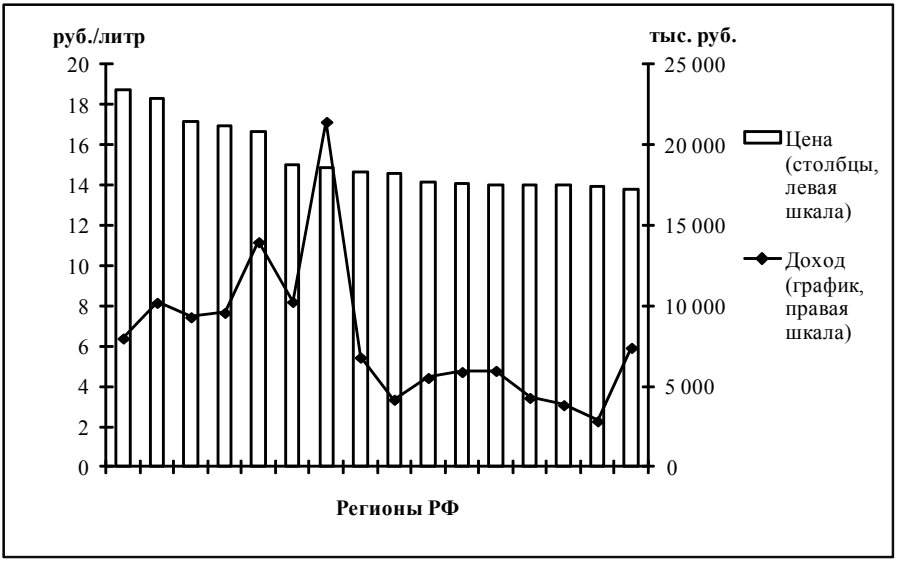


Рисунок 15. Цены на автомобильный бензин марки АИ-92 и денежные доходы населения в некоторых регионах России.

Монополизм нефтяных компаний на региональных рынках в теории может привести к неограниченному росту цен и снижению предложения. Однако, ограниченность дешевых маршрутов экспорта сырой нефти, значительные избыточные мощности по ее первичной переработке, нерациональная структура выпуска основных нефтепродуктов (наиболее востребованный — автомобильный бензин производится в меньших объемах по сравнению с дизельным топливом и мазутом, спрос на которых значительно ниже производства), рост автопарка страны определяют необходимость иметь большие объемы нефтепереработки. Поэтому стратегия нефтяных компаний относительно розничных цен может быть выражена следующим правилом: пока потребитель готов платить — цены будут расти. Если такая ситуация с ценами на бензин будет продолжаться, то, возможно, это будет способствовать энергосбережению при потреблении топлива на автотранспорте. Но крайний вариант — это когда рост цен на бензин будет ограничиваться готовностью населения платить по высоким ценам за бензин низкого качества.

* * *

Население, как правило, технологически не может контролировать свои расходы за счет изменения потребления энергии. Главным фактором регулирования есть и остаются тарифы (цены) на энергию. Поэтому энергетические цены, как в регулируемом сегменте, так и на рынке со свободными ценами на топливо, должны постоянно контролироваться и уточняться государством, как это делается в мировой практике. Однако, несмотря на постоянные заверения администраций и законодателей всех уровней о внимании к населению, энергетический сектор социально-экономических нужд, к сожалению, выпал из рассмотрения. Проведенное исследование показало, что тарифы (цены) на централизованно предоставляемые виды энергии должны корректироваться в соответствии с уровнями доходов для сокращения социально-экономического неравенства населения в регионах страны.

Литература

1. *Байдаков С.Л., Гашо Е.Г., Анохин С.М. ЖКХ России, М., 2004.*
2. *Башмаков И.А. Способность и готовность населения оплачивать жилищно-коммунальные услуги, ж. «Вопросы экономики», 2004, № 4.*
3. *Гашо Е.Г., Коваль А.В. Проблемы энергосбережения существующего жилищного фонда городов и систем коммунального теплоснабжения, ж. «Жилищное строительство», 2004, № 6.*
4. *Доходы, расходы и потребление домашних хозяйств в 1992, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003 годах (по итогам выборочного обследования бюджетов домашних хозяйств). Госкомстат — Росстат за 1995, 1998 — 2004 г., М.*

5. *Доходы, расходы и потребление домашних хозяйств в 2003 году (по итогам выборочного обследования домашних хозяйств). Росстат, М., 2004.*
6. *Жилищное хозяйство и бытовое обслуживание населения России. Росстат, М. 2004.*
7. *Информационный бюллетень Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации, № 17 (125), 18 июня 2004 г.*
8. *Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском)рынке. Приложение к приказу Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. № 20-э/2. Информационный бюллетень Федеральной службы по тарифам № 10 (139), 5 ноября 2004 г.*
9. *Некрасов А.С. Экономические проблемы и перспективы российской энергетики. Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. Доклад на годичном собрании Отделения общественных наук РАН, М., декабрь 2005.*
10. *А.С. Некрасов, С.А. Воронина Состояние и перспективы теплоснабжения в России, ж. «Электрические станции», 2004 № 5.*
11. *А.С. Некрасов, С.А. Воронина Экономические и социальные последствия неэффективного теплоснабжения в России, ж. «Экономика и финансы электроэнергетики», 2002, № 7.*
12. *Некрасов А.С., Семикашев В.В., Расходы на энергию в домохозяйствах России, ж. Проблемы прогнозирования, 2005, № 6.*
13. *От холода к теплу. МЭА, Париж, 2004.*
14. *Российский статистический ежегодник. Росстат, М. 2004.*
15. *Россия в цифрах. Росстат, М. 2005.*
16. *Социально-экономическое положение России в 2004 году, Росстат, М. 2005.*
17. *Статистический бюллетень, 1999, № 5.*
18. *Цены в России. Госкомстат России — Росстат., М., 2000, стр. 73, 2002, стр. 69, 2004, стр. 71.*
19. *Щелоков Я.М., Евпланов А.И. Показатели функционирования водяных тепловых сетей, ж. «Новости теплоснабжения», 2003, № 12.*
20. *Энергетика России. Стратегия развития 2000–2020 гг. (Научное обоснование энергетической политики) М., ГУ ИЭС Минэнерго России, 2003 г.*

Проблемы обеспечения населения России тепловой энергией [18]

Тепловая энергия в России обеспечивает жизнедеятельность населения и работоспособность экономики. Надежное теплоснабжение, наряду с водо- и электроснабжением, является составляющей национальной безопасности страны, формирует качество жизни ее жителей. Поэтому обязательно должен быть обеспечен тепловой комфорт в жилищах граждан во всех регионах России. Он существенно зависит от местных климатических условий и особенностей теплоснабжения.

[18] Ж. «Проблемы прогнозирования», № 2, 2012 г. Соавторы: Воронина С.А., Семикашев В.В.

В 2009 г. всеми способами теплоснабжения на отопление и горячее водоснабжение домохозяйств израсходовано около 47 % тепловой энергии, произведенной в России. Для этого затрачена седьмая часть всех первичных энергоресурсов, которые были использованы в стране. Еще 8–10 % тепловой энергии отпущено учреждениям социальной сферы. Помимо этого постоянно расходуется электроэнергия для поддержания приемлемых условий жизни в отапливаемых помещениях в периоды теплового дискомфорта. В это время потребление электроэнергии в энергосистемах страны значительно возрастает. Все это свидетельствует о безусловной социальной значимости теплоснабжения в самой холодной стране мира.

Основным способом обеспечения теплом населения России является централизованное теплоснабжение (ЦТ), от систем которого в 2009 г. в жилищный фонд страны было направлено, по данным Росстата, 502,3 млн. Гкал тепловой энергии [1]. Еще примерно 330 млн. Гкал, по нашей оценке [2], поступает в домохозяйства страны от индивидуальных источников тепла, начиная от русских печей и кончая современными генераторами, последние в основном зарубежного производства, так как отечественных практически нет. Государственный учет этого тепла отсутствует, хотя такой способ децентрализованного теплоснабжения в стране быстро развивается.

От систем ЦТ в 2009 г. обеспечивалось отоплением 83 %, а горячим водоснабжением 65 % жилищного фонда страны [1]. Однако эти масштабы отражают лишь факт присоединения жилья к региональным системам ЦТ. Технические и экономические характеристики большинства этих систем находятся на низком качественном и количественном уровне [3–9]. В результате постоянно происходят нарушения: перебои в теплоснабжении, подача населению воды-теплоносителя с температурами ниже нормативных требований и др.

Реальный объем потребления тепла населением не известен из-за отсутствия приборов его учета в большинстве домохозяйств. По данным [10] и расчетам авторов, в целом в России в 2008 г. лишь менее 40 % тепловой энергии, получаемой от систем ЦТ, фиксировалось приборами. В федеральных округах регистрировалось от 50 % в ЦФО до менее 20 % подачи тепла в ДВФО. Но эти данные, по-видимому, относятся ко всем категориям потребителей тепла, а не только к населению (табл. 1).

Отсутствие приборов учета и большие потери тепла в теплотрассах систем ЦТ повсеместно привели к практике завышения объемов реально доставляемой потребителям тепловой энергии. Потери в тепловых сетях систем ЦТ, согласно [1], в 2000–2009 гг. ежегодно составляли 7–8 %, что лишь ненамного превышает технологическую норму. Однако по данным «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» [11], они в 2008 г. составили 19 %. В ряде публи-

каций указывается, что уровень потерь в системах ЦТ отдельных городов страны доходит до 35 % и может быть еще выше [3, 12].

Таблица 1. Доля тепла, учитываемого в системах ЦТ приборами, % (оценка).

Тепло (ЦТ)	Россия	ЦФО	СЗФО	ЮФО и СКФО	ПФО	УФО	СФО	ДВФО
Всего	37,3	47,4	30,7	23,8	36,6	26,6	34,9	18,4

Источник: Минрегион РФ, расчеты авторов.

Сегодняшнее неблагополучие в теплоснабжении населения является следствием государственных решений, принятых в конце 50-х годов XX в., по улучшению жилищных условий населения. На свободных территориях городов, удаленных от источников тепловой энергии, возводились дешевые здания с низким сопротивлением теплоотдачи ограждающих конструкций. Это позволяло во многом быстрее решать жилищные проблемы, но приводило к огромному росту теплопотерь в зданиях, массовому сооружению систем ЦТ с плохо изолированными протяженными теплотрассами. Такое решение основывалось на дешевизне энергоресурсов в стране, которые компенсировали потери тепла в жилых зданиях и тепловых трассах. Эти энергорасточительные сооружения до сих пор остаются базовой частью российских городов, хотя предполагалось, что через 25 лет они будут заменены на более качественные жилища. В современных условиях, когда цена энергии многократно возросла, теплоснабжение этого жилого фонда стало энергетически и экономически неэффективным. Просчеты в таких масштабных технических решениях социальной значимости очень дорого сегодня обходятся населению России.

Переход к рыночной экономике для домохозяйств, получающих тепловую энергию от систем ЦТ, сопровождался ухудшением параметров теплоснабжения. Мощность источников тепла стала определяться по средней температуре не за трехсуточный самый холодный интервал в году, а по средней за пять суток, что дает более высокую расчетную температуру. Это позволяет сооружать менее мощные генераторы тепла и тем самым снижать капиталовложения снабжающих компаний в источники тепловой энергии и теплопроводы. Такие решения требуют дополнительных затрат населения для ликвидации нехватки тепла в самые холодные дни года.

Продолжительность отопительного периода до 1991 г. в системах ЦТ определялась по состоянию среднесуточной температуры наружного воздуха на уровне +8°С в течение трех суток. В настоящее время начало и окончание отопления жилищ приурочены к среднесуточной температуре на этом же уровне, продолжающейся в течение пяти суток. Это позволяет теплоснабжающим компаниям, работающим в системах ЦТ,

позже начинать и раньше прекращать отопление жилищного фонда и тем самым экономить топливо, расходные материалы и денежные средства. В то же время население в периоды дискомфортных температур вынуждено прибегать к обогреву жилых помещений за счет собственных сил и средств. Особенно остро нехватку тепла ощущают семьи с маленькими детьми, больные и пожилые люди.

Горячая вода системами ЦТ должна подаваться в дома населения не ниже +60°С. Это требование санитарно-гигиенической нормы, обеспечивающей гарантированное уничтожение болезнетворных бактерий при мытье посуды. В настоящее время температура снижена до +55°С под предлогом широкого использования современных моющих средств, что происходит не везде и не всегда.

Системы распределения тепла, сооружаемые до настоящего времени в многоэтажных домах, не позволяют устанавливать счетчики-тепломеры в каждой квартире. В результате у населения нет возможности контролировать объемы тепла, поступающего для отопления. Их оплата по тарифам за номинальный расход тепла в соответствии с площадью жилья не зависит от реального качества этой услуги. В результате плата за отопление необоснованно выравнивается в помещениях, одинаковых по площади, но разных по объему. Бюро технической инвентаризации располагают всеми данными о каждом жилом помещении страны. Поэтому перейти к оплате отопления за объем, а не квадратные метры площади помещений не представляется сложным. Однако практика искаженных расчетов продолжается. Так, нормируемые значения расхода тепловой энергии на отопление зданий, установленные Федеральной службой по тарифам, также отнесены к квадратному метру [13].

Недооценка роли тепла в жизни населения в стране привела к очень высокому росту тарифов на оплату отопления жилья от систем ЦТ. В среднем по России он возрос за десятилетие (2000–2009 гг.), в 11,3 раза [1] и продолжает быстро расти. Удорожание отопления превзошло рост оплаты других коммунальных услуг и средней цены основных социально значимых продуктов питания — хлеба, молока, сахара — и других товаров первой необходимости (рис. 1) [1].

Особенно быстро увеличивается стоимость доставки тепловой энергии потребителям. За 2000–2009 гг. цена производителя 1 Гкал тепловой энергии увеличилась в 4 раза, тогда как ее оплата населением — 15,3 раза (рис. 2) ([1] и расчеты авторов).

Быстрый рост тарифов на отопление в системах ЦТ постоянно стимулирует инфляцию, обесценивающую доходы населения. В потребительских расходах в среднем на одного члена домохозяйства в 2000–2009 гг. оплата отопления повысилась в 21,4 раза при росте всех потребительских расходов в 7,4 и оплаты жилищно-коммунальных услуг без учета отопления соответственно в 12,9 раза (рис. 3; расчеты авторов).

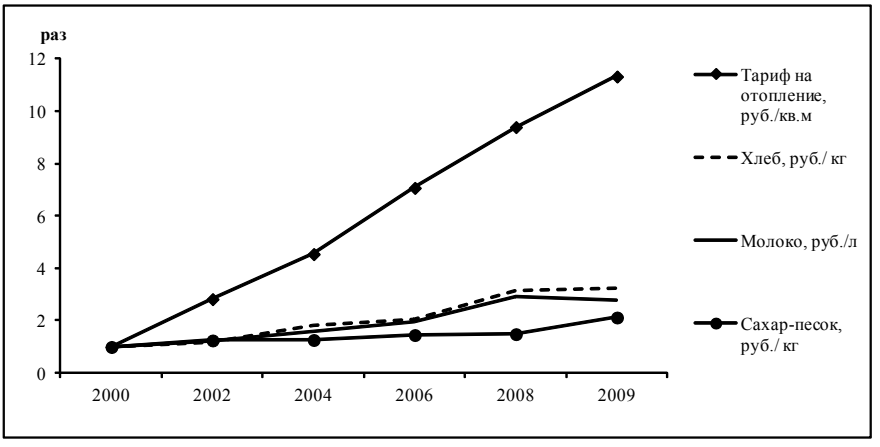


Рисунок 1. Динамика потребительских тарифов (цен) на некоторые услуги и товары общего пользования.

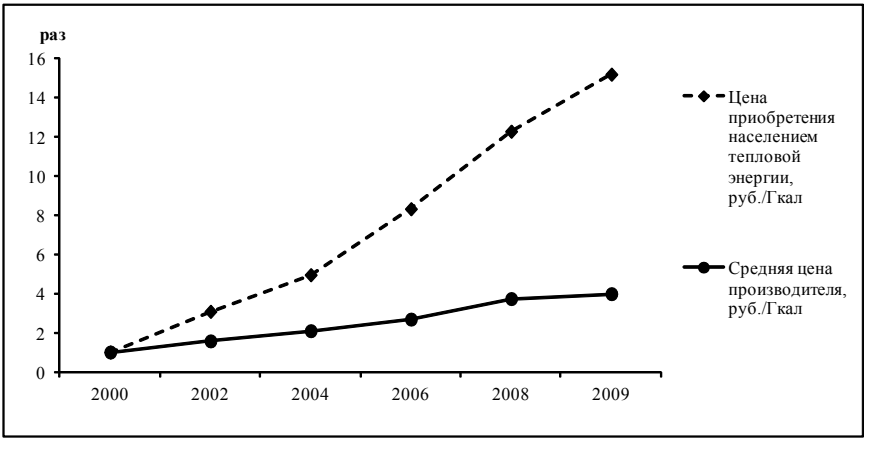


Рисунок 2. Динамика цены производителя и цены приобретения тепловой энергии.

За десятилетие 2000–2009 гг. покупательная способность среднедушевого дохода по оплате отопления в стране сократилась более чем на треть (рис.4) ([1] и расчеты авторов).

При этом в регионах с самыми благоприятными в стране показателями — наибольшим среднедушевым доходом и наименьшим тарифом на оплату отопления — покупательные способности доходов населения в 2009 г. практически сократились до уровня среднедушевой по стране покупательной способности по оплате отопления, бывшей в 2000 г. (рис. 5; расчеты авторов по базе данных ФСГС).

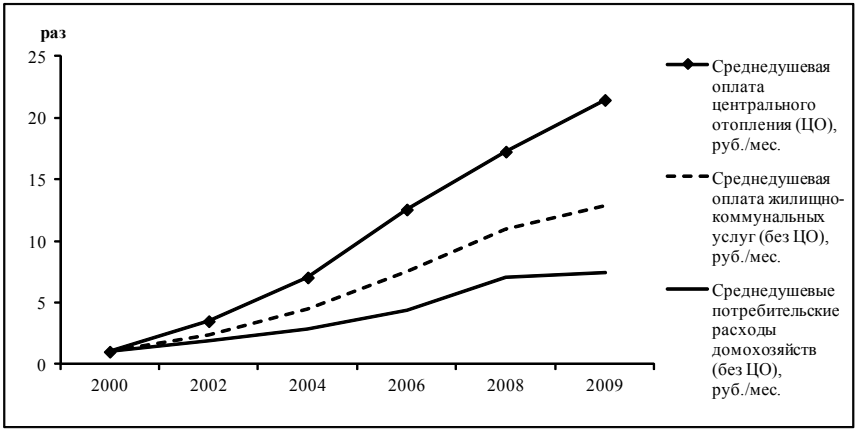


Рисунок 3. Динамика роста затрат на центральное отопление, ЖКУ и среднедушевых потребительских расходов домохозяйств в 2000–2009 гг.

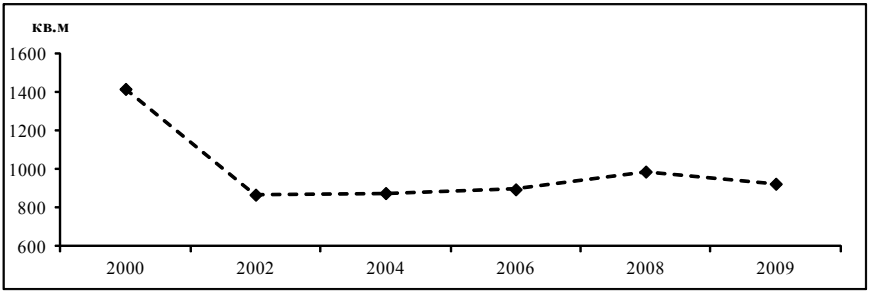


Рисунок 4. Динамика покупательной способности среднедушевого дохода по отапливаемой площади жилищного фонда.

Так, например, в 2000 г. максимальный среднедушевой месячный доход был в Москве — 7998 руб./чел., а покупательная способность по отоплению — 7251 кв.м (при тарифе 1,1 руб./кв.м). Среднедушевая покупательная способность по отоплению в стране составляла 1471 кв.м. Относительно ее покупательная способность в Москве больше в 5,1 раза. В 2009 г. максимальный среднедушевой месячный доход был в Ненецком АО — 48752 руб./чел., а покупательная способность по отоплению — 1090,4 кв.м (при тарифе 44,71 руб./кв.м). Среднедушевая покупательная способность по отоплению в стране составляла 924 кв.м. Относительно ее покупательная способность в Ненецком АО больше в 1,2 раза. Аналогичные расчеты, проведенные для регионов с максимальными и минимальными тарифами, подтверждают вывод

о сближении покупательной способности населения по отоплению в крайних по условиям оплаты отопления регионах и среднедушевой покупательной способности населения по стране в целом.

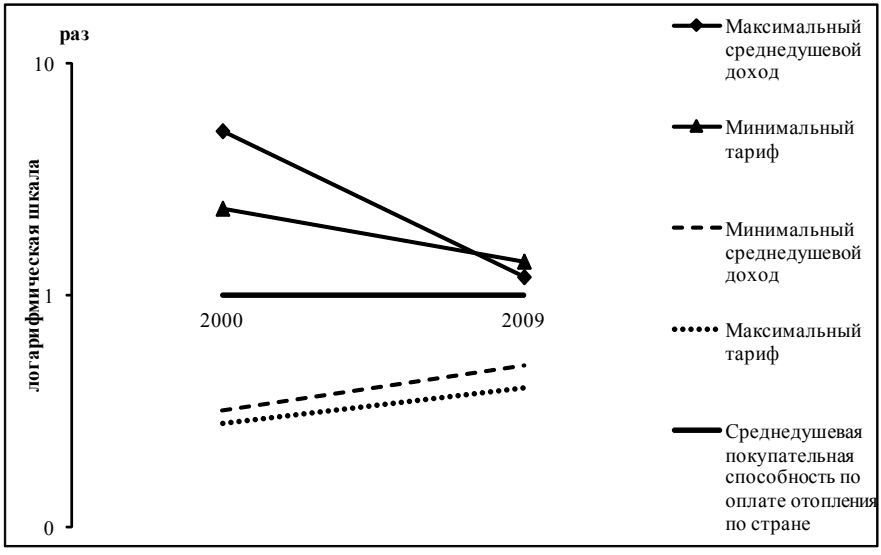


Рисунок 5. Изменение покупательной способности доходов населения по отоплению 1 кв.м в регионах с максимальными и минимальными среднедушевыми доходами и тарифами на отопление (в относительных единицах к среднедушевой покупательной способности по оплате отопления в стране).

Рост стоимости тепловой энергии для населения одновременно сопровождался снижением его поставок. Так, в 2009 г. системами ЦТ в жилища населения было направлено тепловой энергии на 4 % меньше, чем в 2000 г., при увеличении жилищного фонда, подключенного к ЦТ, за этот период на 28,5 %. Но рост этого фонда в большинстве регионов страны не сопровождался одновременным наращиванием поставок тепловой энергии. Анализ обеспечения теплом населения в регионах страны, по данным [14–16], за 2000 и 2009 г. показал, что только в 14-ти из 82-х регионов России[19] в 2009 г. удельный прирост расхода тепловой энергии был выше, чем в 2000 г. (табл. 2).

Можно полагать, что это действительно связано с поддержанием систем ЦТ в надлежащем порядке или с ликвидацией ранее имевшегося отставания в обеспечении теплом населения. Однако большие группы населения ощущают тепловой дискомфорт (табл. 3). По нашей оценке, он охватывает более трети населения России.

[19] По Чеченской Республике нет данных за 2000 г.

Таблица 2. Группировка регионов России по величине сдвига в 2000–2009 гг. в обеспечении населения теплом от систем централизованного теплоснабжения, %.

Обеспечение теплом по регионам РФ, %	Дельта отпуска (Гкал/кв.м) к 2000 г.	Обеспечение теплом о регионам РФ, %	Дельта отпуска (Гкал/кв.м) к 2000 г.
40,1 и выше			
Амурская обл.	92,0	Респ. Тыва	-7,2
Ненецкий АО	69,3	Калужская обл.	-7,9
Кемеровская обл.	62,7	Новгородская обл.	-8,4
Магаданская обл.	49,4	С.-Петербург	-8,8
Красноярский край	46,0	Орловская обл.	-9,4
10,1 и выше		Респ. Карелия	-9,6
Ханты-Мансийский АО	21,2	**(-10,1) – (-20,0)**	
Вологодская обл.	15,6	Кировская обл.	-11,2
Томская обл.	13,7	Москва	-12,6
0 – 10,0		Респ. Марий Эл	-12,8
Респ. Коми	9,1	Тульская обл.	-13,4
Мурманская обл.	9,1	Псковская обл.	-13,7
Ульяновская обл.	6,2	Воронежская обл.	-14,5
Тамбовская обл.	5,8	Владимирская обл.	-14,7
Липецкая обл.	1,2	Респ. Мордовия	-15,1
Ярославская обл.	1,0	Респ. Хакасия	-15,7
(-0,1) – (-10,0)		Пермский край	-16,7
Новосибирская обл.	-1,1	Смоленская обл.	-17,6
Хабаровский край	-1,4	Свердловская обл.	-17,8
Забайкальский край	-2,9	Чувашская Респ.	-18,6
Ленинградская обл.	-3,9	Костромская обл.	-19,6
Московская обл.	-4,9	**(-20,1) – (-30,0)** Челябинская обл.	-20,3
Тверская обл.	-5,4	Ивановская обл.	-20,5
Пензенская обл.	-6,0	Рязанская обл.	-21,0
Ямало-Ненецкий АО	-6,4	Удмуртская Респ.	-21,7

Окончание таблицы 2

Обеспечение теплом по регионам РФ, %	Дельта отпуска (Гкал/кв.м) к 2000 г.	Обеспечение теплом о регионам РФ, %	Дельта отпуска (Гкал/кв.м) к 2000 г.
Самарская обл.	-22,1	Карачаево-Черкесская Респ.	-43,0
Архангельская обл.	-22,8	Респ. Саха (Якутия)	-43,4
Нижегородская обл.	-23,5	Оренбургская обл.	-43,9
Ростовская обл.	-23,5	Респ. Алтай	-44,7
Калининградская обл.	-23,8	Омская обл.	-47,6
Курганская обл.	-23,8	**(-50,1) – (-70,0)**	
Респ. Бурятия	-24,0	Приморский край	-57,2
Брянская обл.	-25,0	Респ. Дагестан	-64,0
Респ. Татарстан	-25,2	Сахалинская обл.	-65,6
Волгоградская обл.	-26,4	Астраханская обл.	-66,2
Респ. Башкортостан	-27,4	**70,1 и выше**	
Алтайский край	-27,4	Камчатский край	-72,4
Иркутская обл.	-28,1	Ставропольский край	-74,5
Курская обл.	-29,8	Респ. Калмыкия	-78,4
(-30,1) – (-50,0)		Еврейская АО	-80,1
Кабардино-Балкарская Респ.	-31,7	Чукотский АО	-93,1
Респ. Северная Осетия – Алания	-32,5	Респ. Ингушетия	-98,7
Белгородская обл.	-32,7		
Краснодарский край	-38,4		
Респ. Адыгея	-39,7		
Саратовская обл.	-41,6		

Источник: расчеты по http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsd/DBInet.cgi

На рис. 6 приведены результаты анализа состояния теплоснабжения населения и среднедушевой покупательной способности по отапливаемой площади в 82 регионах России. В 2009 г. (в % к 2000 г.) сокращение удельных поставок тепла (Гкал/кв.м) в жилые дома в 61-м регионе происходило при одновременном снижении дохода и высоком росте тарифов на тепло, т. е. при снижении покупательной способности.

Таблица 3. Оценка качества теплоснабжения населения от систем ЦТ в 2009 г.

Проблемы	Опрошенные домохозяйства, %	Оценка по России, млн.чел.
Недостаток тепла	17	24
Перебои с теплом	12	6
Перебои с горячей водой	29	41
Избыток влажности	8	11

Источники: данные ОБДХ (Росстат) по опросу 50 тыс. домохозяйств; оценки авторов.

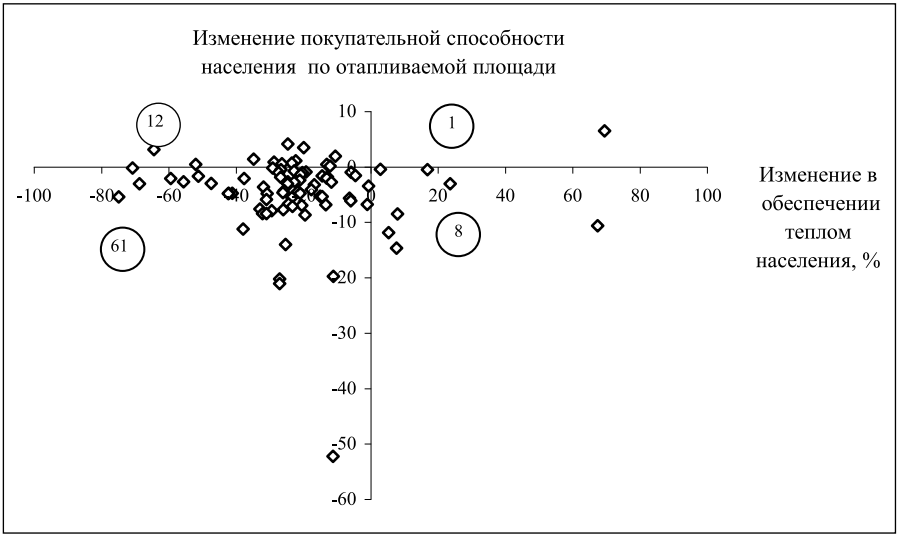


Рисунок 6. Число регионов «в кружке» в зависимости от изменений покупательной способности населения и обеспечения его теплом в 2000–2009 гг.

В одном из регионов имел место рост покупательной способности и поставок тепла, в 8-ми регионах прирост поставок тепла происходил при снижении покупательной способности, а в 12-ти регионах при росте покупательной способности отмечается снижение поставок тепла.

На рис. 7 и рис. 8 показаны результаты анализа тесноты связи между изменениями в обеспечении теплом населения от ЦТ и приростом жилой площади на человека, обслуживаемой системами ЦТ. В период 2009–2000 гг. (в % к 2000 г.) наибольшая теснота связи между этими показателями обнаружилась в регионах при приросте

жилья за 10 лет на 3,5 кв. м/чел. и более, с низким коэффициентом $R^2 = -0{,}452$. Это говорит о том, что регион не успевал вовремя обеспечивать тепловой энергией весь жилищный фонд (рис. 8). При меньшем удельном приросте жилья (менее 3,5 кв. м/чел) этот фактор уже так существенно не выделялся среди многих других причин снижения поставок тепла. Отставание в нормальном теплоснабжении домов населения дискредитирует усилия власти по созданию благоприятных условий жизни в стране.

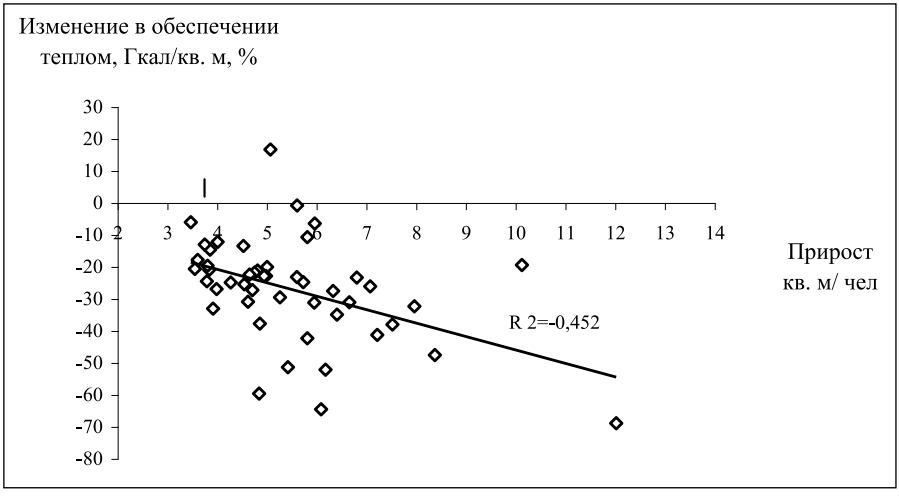


Рисунок 7. Теснота связи между изменениями в обеспечении населения теплом (% к 2000 г.) регионов России и прироста удельной обеспеченности жилищным фондом, равным 3,5 кв. м/чел. и более.

За двадцать лет рыночной перестройки экономики в России не были приняты необходимые меры по экономичному управлению теплоснабжением в стране. Лишь недавно введен единственный закон о теплоснабжении [17], который сформировал рамочные требования по обеспечению страны тепловой энергией. Он необходим, но далеко не достаточен для наведения порядка в социально значимом теплоснабжении. Поэтому до настоящего времени остановить быстрый рост платежей за теплоснабжение невозможно [18]. Население, получающее тепло от неэффективно работающих систем ЦТ, вынуждено продолжать оплачивать необоснованно высокие потери и заниженные поставки тепла.

Имеется попытка контроля эффективности прохождения отопительного периода в регионах на основе расчета интегрального показателя (коэффициента), учитывающего шесть разнородных критериев работы систем ЦТ [19].

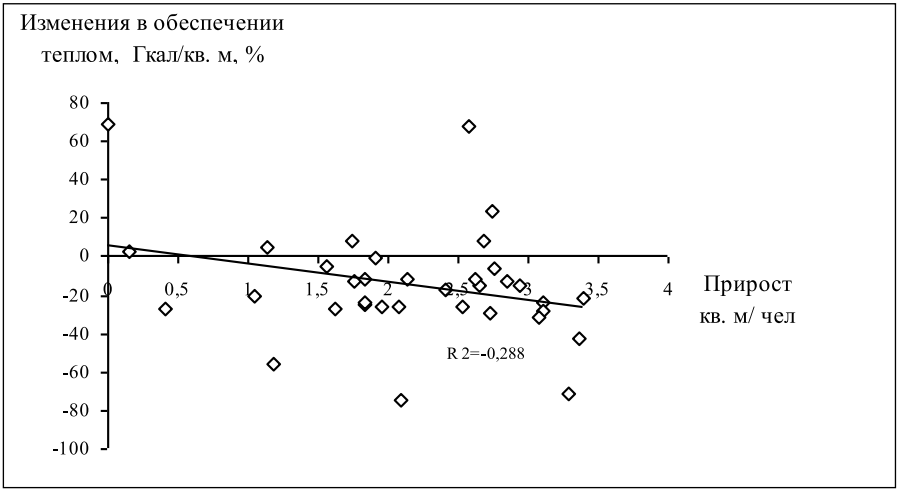


Рисунок 8. Теснота связи между изменениями в обеспечении населения теплом (% к 2000 г.) регионов России и прироста удельной обеспеченности жилищным фондом менее 3,5 кв. м/чел.

При составлении рейтинга были использованы следующие критерии оценки эффективности деятельности органов исполнительной власти:

— непринятие руководителями органов местного самоуправления мер по локализации аварийных ситуаций на объектах жизнеобеспечения населения;

— сокращение запасов топлива на коммунальных котельных ниже 30-процентного уровня нормативов;

— увеличение сроков ликвидации последствий аварийных и чрезвычайных ситуаций на объектах жизнеобеспечения населения;

— отсутствие на котельных резервных источников электроснабжения и резервных котлов на другом виде топлива;

— не представленные или необъективные данные о прохождении осенне-зимнего периода в полном объеме.

Но предпринятая попытка контроля представляется неудачной, так как связь между интегральным показателем и количеством и качеством поставляемой населению тепловой энергии полностью отсутствует (рис. 9)[20]. Разработанный интегральный показатель адекватно оценивает деятельность региональных администраций, но главной задачи (контроль количества и качества тепловой энергии) не решает.

[20] Сопоставление с удельными показателями спада в обеспечении теплом населения регионов в 2000–2009 гг. допустимо, так как никаких заметных изменений до 2011 г.в теплоснабжении населения страны не произошло.

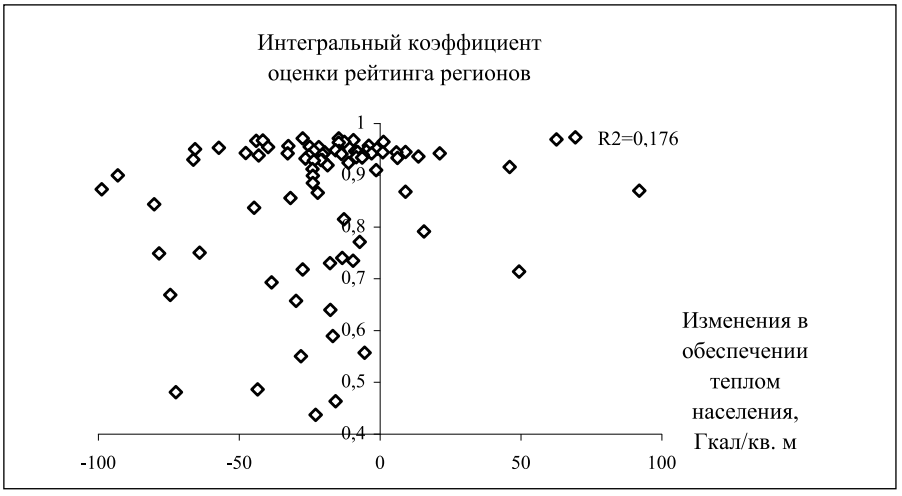


Рисунок 9. Связь интегральных коэффициентов оценки рейтинга регионов по прохождению осенне-зимнего периода и изменений в обеспечении теплом населения в 2009–2000 гг. (% к 2000 г.)

Заметных положительных изменений в обеспечении населения тепловой энергией за последнее десятилетие нет. Теплоснабжающие компании и контролирующие их органы власти не могут обеспечить экономичного теплоснабжения от систем ЦТ. Ошибочно допущенное в коммерческих интересах разделение технологических частей систем ЦТ, техническая отсталость и плохая управляемость делают этот способ теплоснабжения неэффективным. Расчленение систем ЦТ привело к потере ответственности за технологическое единство, техническое состояние и управляемость теплоснабжением. Поэтому необходимо изменить организацию теплоснабжения страны. Системы ЦТ, сооруженные в регионах в рамках требований плановой экономики, перестали отвечать условиям сегодняшних реалий. Они должны быть кардинально организационно, технически и технологически перестроены в интересах основных потребителей тепловой энергии — населения и социальной сферы.

На федеральном уровне представляется целесообразным создать полномочный центр по реализации технической политики и координации решений по надежному, безопасному и экономичному обеспечению страны тепловой энергией. В регионах организации управления источниками тепла и теплотрассами должны согласовывать свои действия с его отделениями на местах.

Потребитель должен оплачивать тепловую энергию только по приборам учета, установленным на входе в его систему отопления. В постро-

енных домах с объединенной подачей тепла в квартиры они могут быть установлены на входе теплотрасс в дом. Новые дома должны сооружаться с системами раздельной подачи тепла в каждую квартиру. При этом контроль показаний приборов учета только теплоснабжающими компаниями без представителей потребителей не должен допускаться. Тогда население сможет платить за реальные калории тепла, обогревающие реальные объемы квартир.

Протяженность теплотрасс систем ЦТ должна находиться в пределах экономически обоснованных расстояний. За ними следует иметь децентрализованные системы теплоснабжения. Там, где есть природный газ, дома высотой до 8–9 этажей могут быть оборудованы автономными автоматическими источниками тепла, размещаемыми на крышах домов («крышные котельные») или рядом с ними. Это позволит отказаться от капиталоемких теплотрасс, но потребует усиления газовой сети. Есть положительный мировой опыт таких решений. Но оценку вариантов в каждом конкретном случае должно дать экономическое сравнение.

Для развития децентрализованных схем теплоснабжения необходим не только импорт современного теплогенерирующего и вспомогательного оборудования малой мощности, но и организация его производства в стране для использования различных видов топлива, развития ресурсосберегающих технологий — тепловых насосов, извлечение глубинного тепла Земли и др.

Устранение государства от перестройки социально значимого теплоснабжения России недопустимо. Оно должно стимулировать и координировать этот процесс. Только в этом случае можно устранить перекрестное субсидирование оплаты тепла населением и переходить к рыночным отношениям.

Литература

1. Российский статистический ежегодник, официальное издание. М., 2000–2010.

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

3. Национальный доклад «Теплоснабжение Российской Федерации. Пути выхода из кризиса». Кн. 1 и 2. Министерство промышленности, науки и технологий РФ. Глобальный экологический фонд. Программа развития ООН. М., 2002.

4. Некрасов А.С., Воронина С.А. Экономические проблемы теплоснабжения в России. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНП, 2000.

5. Некрасов А.С., Воронина С.А. Состояние и перспективы теплоснабжения в России // Электрические станции. 2004. № 5.

6. Стенников В.А. Проблемы развития теплового хозяйства России и пути их решения. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: ИНП, 2008.

7. Байдаков С.Л., Гашо Е.Г., Анохин С.М. ЖКХ России / Деп. ВИНИТИ 3 марта 2005 г. № 305-В2005./www/rosteplo.ru/kniga_gkh.php

8. Кара-Мурза С.Г., Телегин С.Г. Царь-холод, или почему вымерзает Россия. М.: Алгоритм, 2003.

9. Некрасов А.С., Синяк Ю.В., Воронина С.А. Перспективы развития теплоснабжения России // Проблемы прогнозирования. 2011. № 2.

10. Басаргин В.Ф. О новых мерах обновления жилищно-коммунального хозяйства в соответствии с Федеральным законом «О Фонде содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства» // Новости теплоснабжения. 2009. № 4.

11. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждено распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября № 1715-р.

12. Басаргин В. Ф., Тулаев С.С. и др. Итоги прохождения предприятиями ЖКХ субъектов РФ отопительного периода 2010–2011 гг. и задачи по подготовке к предстоящему осенне-зимнему периоду 2011–2012 гг. // Новости теплоснабжения. 2011. № 6.

13. Информационный бюллетень Федеральной службы по тарифам, № 21 (443), 2011. Приложение 4 к приказу ФСТ от 31 марта 2011 года № 88-Э.

14. Данные обследований бюджетов домашних хозяйств. Росстат, www.microdata.ru.

15 Отпущено тепловой энергии потребителям жилищного хозяйства, тыс. Гкал с 2000 по 2009 г. по регионам: http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsdnet.cgi.

16. Жилищный фонд по регионам. Благоустройство жилищного фонда по регионам http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsdnet.cgi.

17. Федеральный закон № 190-ФЗ от 27 июля 2010 года «О теплоснабжении» (в ред. Федерального закона от 04.06.2011 № 123-ФЗ).

18. Басаргин В.Ф. Совершенствование экономического механизма функционирования ЖКХ, правового регулирования рынка жилищных и коммунальных услуг // Новости теплоснабжения. 2011. № 5.

19. Минрегионом России подготовлен рейтинг субъектов Российской Федерации по итогам подготовки и прохождения осенне-зимнего периода 2010–2011 годов, http://www.rosteplo.ru/news.php?zag=130578701.

РАЗДЕЛ VI.
МЕТОДОЛОГИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ

Системный метод исследования — основа формирования методологии оптимизации развития топливно-энергетического комплекса [1]

Представление о топливно-энергетическом комплексе страны как о совокупности взаимосвязанных систем, предназначенных для обеспечения народного хозяйства всеми видами энергии и состоящих из предприятий и установок по добыче, облагораживанию, переработке, преобразованию, хранению, транспорту и использованию топливно-энергетических ресурсов. Это определение топливно-энергетического комплекса (ТЭК) соответствует понятиям «энергетическое хозяйство» и «энергетика», которые мы рассматриваем как синонимы.

Согласно определению в ТЭК входят отраслевые общегосударственные системы нефтеснабжения, газоснабжения, углеснабжения, электроэнергетическая, а также локальные системы теплоснабжения и региональные системы снабжения местными энергоресурсами[2], обеспечивающие народное хозяйство страны топливом, продуктами его переработки, электроэнергией, теплом и другими видами энергии. Сюда входит также энергетическая часть ядерно-промышленного комплекса: атомная энергетика и система ее топливоснабжения. С другой стороны, ТЭК включает промышленных, строительных, транспортных, сельскохозяйственных, коммунально-бытовых и других потребителей, имеющих отраслевое и территориальное деление. Таким образом, объединяя в единое целое производителей и потребителей всех видов топлива и энергии на территории всей страны, топливно-энергетический комплекс выступает как специфическая система в составе материального производства.

---

[1] Оптимизация развития топливно-энергетического комплекса. М. Энергоиздат, 1981, глава 1, разделы 1 и 2.

[2] Под местными энергоресурсами здесь и далее понимаются ресурсы, которые не участвуют в межрайонном обмене топлива и энергии и потребляются лишь в данном районе, в частности, из-за экономически ограниченного радиуса их перевозок.

Состояние ТЭК на определенный момент времени отражается его энергетическим балансом. Он представляет собой в физическом смысле полное количественное соответствие (равенство) между суммарной подведенной энергией, с одной стороны, и суммарной полезном энергией и потерями, с другой. Экономическая сущность энергетического баланса раскрывается в системе показателей, отражающих полное количественное соответствие (равенство) между приходом и расходом энергии, позволяющих оценить эффективность использования энергии в энергетическом хозяйстве страны или его отдельных участках — районе, отрасли, предприятии, объекте, установке, процессе [1].

Представление ТЭК как сложной системы технических и экономических взаимосвязей имеет определяющее значение в становлении современной методологии оптимизации развития ТЭК. Она формируется под воздействием двух групп факторов — научных достижений и практического опыта предшествующих периодов и современного этапа развития энергетической и экономической науки. Для ТЭК системный метод исследования означает дальнейшее органическое развитие и практическое воплощение идей и методов, накопленных советской школой энергетиков и экономистов, начиная с работ плана ГОЭЛРО [2, 3].

Основополагающим трудом, определившим черты советской методологической, концепции развития энергетического хозяйства, явился план ГОЭЛРО, где нашли свое непосредственное отражение идеи В.И. Ленина об электрификации народного хозяйства как о решающем условии подъема экономики страны на основе наиболее передовой техники.

План ГОЭЛРО аккумулировал и развил прогрессивные идеи передовых русских энергетиков, обосновывающих еще в дореволюционный период целесообразность подъема экономики России путем электрификации страны за счет использования на электростанциях местных энергетических ресурсов — бурых углей, торфа, гидроэнергии — [4, 5, 6]. Энергетика и электрификация стали тем звеном, на базе которого оказались возможными перестройка промышленности, транспорта, сельского хозяйства, рациональное размещение производительных сил страны.

В основу плана ГОЭЛРО, определившего общее направление работ, был положен тезис о взаимосвязи и взаимообусловленности развития энергетики и народного хозяйства страны:

«…составить проект электрификации России — это означает дать красную руководящую нить для всей созидательной деятельности, построить основные леса для реализации единого государственного плана народного хозяйства» [3].

Такой подход к энергетике как к одному из определяющих факторов в создании материальной базы общественного производства связан с ее специфической ролью в обеспечении работоспособности

народного хозяйства и решении социально-экономических проблем. Во-первых, энергетические ресурсы — уголь, газ, нефть и другие виды первичных ресурсов, продукты переработки топлива, тепло и наиболее прогрессивный вид энергии — электроэнергия — являются обязательным элементом любого процесса производства и обеспечивают условия жизнедеятельности людей. Во-вторых, энергетические ресурсы в ряде случаев выступают в качестве сырья и материалов, используются на нетопливные нужды. В-третьих, именно в результате повышения электро- и энерговооруженности труда и электрификации производственных процессов обеспечиваются наиболее быстрые темпы роста производительности труда в народном хозяйстве. В-четвертых, электрификация в наибольшей степени способствует решению таких социальных проблем, как гигиена труда и жилища, повышение комфортабельности условий жизни и труда, рост реального свободного времени трудящихся и т. п. Органическое сочетание задач энергетики и электрификации с экономическими и социальными проблемами, решаемыми страной, является отправным положением методологии планирования развития топливно-энергетического комплекса.

Топливно-энергетический комплекс принципиально должен рассматриваться как единое целое, включающее всю цепочку преобразования и транспортировки энергетического ресурса от добычи до его использования включительно. Мысль о целостности энергетики, выраженной в тесных взаимосвязях между ее отдельными звеньями, была неоднократно подчеркнута в плане ГОЭЛРО.

Положение о единстве энергетики в дальнейшем развивалось в неразрывном сочетании с решением задачи централизации энергоснабжения на основе концентрации производства и комбинирования) энергетических и технологических процессов. Это способствовало в свою очередь взаимосвязанному рассмотрению вопросов электро-, тепло- и топливоснабжения отраслей народного хозяйства. Выбор рационального варианта развития энергетического хозяйства уже с самого начала ставился как комплексная задача, основанная на системном подходе к проблеме. Основы системного подхода как методологии исследования ТЭК впервые были применены в работах ГОЭЛРО и получили свое развитие в дальнейших научных и практических работах.

Создание плана ГОЭЛРО потребовало методического и практического решения принципиальных вопросов учета динамики ТЭК и формирования основных пропорций его развития. Важность этих вопросов для правильной разработки плановых решений была особенно подчеркнута при определении задач, решаемых планом ГОЭЛРО: «…наибольшая свобода действий, наиболее целесообразная решительность будут

обеспечены за нами лишь в том случае, когда мы будет отдавать себе ясный отчет в основах нашей хозяйственной политики, во всей диалектике ее процесса, ибо только в таком случае мы будем твердо знать, где та грань, за которой временные успехи оплачиваются слишком дорогой ценой» [3].

Установление закономерностей развития ТЭК основывается на выявлении их в прошлом периоде и определении возможных корректив на будущее в связи с достижениями мирового технического прогресса, политическими, экономическими и социальными задачами страны за рассматриваемый предстоящий период. В плане ГОЭЛРО с особой четкостью отмечено это положение: «… при выработке перспектив хозяйственного развития приходится начинать с такого анализа статистического материала нашей довоенной экономики, целью которого было бы выявление известной пропорциональности ее основных подразделений. Таким путем мы получаем как бы алгебраическое уравнение, выражающее процесс развития нашего хозяйства в его прошлом. Мы должны внести сюда немедленно поправки, учитывая опыт передовых стран и делая посильную оценку тому сдвигу во всех областях экономики, который должен быть неизбежным следствием победы трудящихся» [3, 7]. Эти положения в принципиальных чертах определяют основные моменты и современной методики прогнозирования энергетических и экономических показателей.

При оптимизации развития ТЭК наряду с выявленными закономерностями должны учитываться многие изменяющиеся факторы внутреннего и международного характера, трудно поддающиеся более или менее точному прогнозу. Используемые в расчетах экономические и технологические показатели, как правило, имеют все большую погрешность по мере увеличения периода планирования и прогнозирования. Эти условия в свою очередь определили два важных методических положения: во-первых, вариантный характер перспективных планов, когда «от алгебраического уравнения приходится переходить к его численному решению», которое «носит лишь грубо приблизительный характер… Отсюда — чрезвычайные трудности при закреплении хозяйственных отношений в жестких цифрах с одновременным учетом элемента времени» [3]; во-вторых, требование соответствия между точностью применяемого метода и исходными данными. От правильности оценки последних по существу зависит достоверность разрабатываемых планов, когда «большие услуги окажет грубый топор, чем тонкий фрезер» [3].

Важным в методическом и практическом отношениях явилось проведение в работах ГОЭЛРО энергетического районирования. Территориальный аспект планирования энергетического хозяйства является

неотъемлемым элементом при определении оптимальных пропорций добычи топлива и производства энергии. Различия природно-климатических, экономических, социальных условий отдельных районов существенно отражаются на выборе схем и параметров их энерго- и топливоснабжения. Важным является также и то, что электроэнергетические системы, а в настоящее время и газо- и нефтеснабжающие системы, являются пространственно-распределенными техническими объектами, требующими взаимосвязанного согласования их формирования с условиями народнохозяйственного развития отдельных районов страны. Начиная с плана ГОЭЛРО, планирование энергетики основывается на сочетании отраслевого и территориального подходов.

Для формирования методологии оптимизации развития топливно-энергетического комплекса существенным является положение плана ГОЭЛРО об учете ограниченности ресурсов и возможностей развития промышленных отраслей и производств в отдельные моменты планового периода [3]. В сочетании с рекомендациями по использованию срока окупаемости для соизмерения капитальных и текущих затрат сравниваемых вариантов [3] и применением принципа минимума затрат в качестве критерия народнохозяйственной эффективности [3] они оказали большое влияние на совершенствование методов технико-экономических исследований в энергетике на основе системного подхода.

Развитие идей плана ГОЭЛРО в советской энергетической науке привело к созданию так называемого комплексного энергетического метода исследований. В этом методе теоретические положения работ ГОЭЛРО получили свое развитие и конкретизацию при исследовании основных задач планирования и проектирования ТЭК. Фундаментальное значение этого метода состоит в системном подходе к изучению энергетики, когда каждое звено анализируется с позиции его места в общей цепочке преобразования энергии и взаимосвязей со смежными элементами вплоть до конечного потребления. При этом оценка принимаемых решений проводится на основе выявления народнохозяйственного эффекта от применения данного вида энергии, технологического оборудования или варианта схемы энергоснабжения. «Оптимальное решение,— писали Г. М. Кржижановский и В. И. Вейц,— найденное для отдельных элементов энергетического хозяйства, без достаточного учета связей с другими элементами энергетического хозяйства, часто не соответствует оптимуму всего энергетического хозяйства. Вот почему... все большее значение приобретают комплексные исследования. Цель этих исследований — изучить закономерность развития энергетического хозяйства в целом, закономерности связей между его отдельными частями, между районной

и отраслевой энергетикой, между энергетикой и технологией производственных процессов.

Раскрытие этих закономерностей создает теоретическую базу для решения коренных вопросов улучшения экономики энергетики» [4, 8].

Разработанные комплексным, энергетическим методом условия энергетического и экономического исследования вариантов развития энергохозяйства в значительной степени соответствуют современным требованиям системного подхода при решении задач планирования на основе использования математических методов и ЭВМ. К ним, в частности, следует отнести:

• обеспечение сопоставимого вида сравниваемых вариантов по энергетическим показателям — по мощности и выработке электроэнергии, производству тепла соответствующих параметров, а также по выпуску других видов продукции, получаемых в условиях комплексного использования энергетических ресурсов;

• учет изменения затрат не только в рассматриваемом звене энергетического хозяйства, но и в смежных отраслях, на которые оказывает влияние развитие энергетики;

• единая методика исчисления показателей капитальных вложений и эксплуатационных затрат для всех элементов энергетического хозяйства.

Необходимость всестороннего учета влияния энергетических и экономических факторов при технико-экономическом сравнении вариантов перспективного развития электроэнергетических систем привела в рамках комплексного энергетического метода исследований к разработке моделей этих систем. Метод технико-экономического моделирования, предложенный С.А. Кукель-Краевским [8], базирующийся на построении серии числовых вариантов развития исследуемой сложной электроэнергетической системы, отличающихся основными энергетическими и экономическими показателями. Сравнение вариантов проводилось путем определения срока окупаемости капитальных вложений по отношению к варианту, выбранному в качестве исходного. За счет проведения направленного сравнения вариантов и выявления предельных значений технико-экономических показателей, при котором становится эффективным сооружение рассматриваемого объекта, обеспечивался выбор рационального решения.

Среди работ, в которых развиваются методы моделирования и решения задач в энергетике, следует отметить малоизвестное оригинальное исследование А. В. Коллегаева, выполненное в 1944 г. в Энергетическом институте АН СССР [9]. Оно было посвящено рационализации использования донецких антрацитов. Метод решения задачи рассортировки антрацитов, предложенный автором, включал ряд положений поста-

новки и решения оптимизационных задач: системный подход, учет ограниченности ресурсов, наличие четко сформулированной цели процесса поиска наилучшего решения и вида критерия, попытку формализованного описания условий задачи. Выполненные расчеты по этому методу и методу линейного программирования показали близкие результаты. Однако предложенный А. В. Коллегаевым метод был недостаточно строго определен в математическом отношении, что ставило достижение наилучшего результата в зависимость от умения и интуиции исследователя.

Принципы моделирования нашли довольно широкое применение при комплексных технико-экономических исследованиях в энергетике. Они обеспечили изучение взаимосвязанных зависимостей изменения экономических и энергетических показателей в условиях развития сложных энергетических систем. В частности, были предложены обобщенные зависимости, позволяющие оценить относительное изменение переменной части технико-экономических характеристик при отклонении расчетного параметра трубопроводных и электрических сетей от оптимальных значений [10]. Рекомендованный метод позволяет существенно упростить экономические расчеты за счет использования универсальных безразмерных зависимостей для широкого круга технико-экономических задач энергетики.

Идеи моделирования были использованы при разработке методологии планирования Единой электроэнергетической системы СССР и топливно-энергетического баланса страны [8, 11–13].

Большое внимание в комплексном энергетическом методе исследований уделено учету динамики развития ТЭК и неоднозначности используемой информации. При этом особенно подчеркивалась необходимость рассмотрения условий развития ТЭК на нескольких последовательных расчетных уровнях для выявления возможного влияния основных факторов на технико-экономическую эффективность рассматриваемых перспективных вариантов. Продолжительность расчетного периода устанавливалась, с одной стороны, в соответствии с длительностью проектирования и строительства рассматриваемых энергетических объектов и условиями достижения ими режима нормальной эксплуатации при проектной мощности. С другой стороны, этот срок определялся ориентировочным характером прогнозируемых на перспективу значений экономических и энергетических показателей, неопределенность которых существенно возрастает с увеличением периода планирования.

В частности, при исследовании объединения электроэнергетических систем в число изучаемых вопросов входили: анализ изменения размеров и структуры энергетического баланса, условий топливоснабжения, масштабов, структуры и режимов энергопотребления, возможного прогресса технических и экономических показателей энергети-

ческого оборудования и т.п. [13]. Одновременно уделялось внимание рассмотрению социально-экономических и других факторов, не поддающихся в полной мере численному расчету. Пользуясь современной терминологией, эти исследования можно назвать анализом устойчивости рассматриваемого варианта решения задачи, выполняемого непосредственно в процессе выбора этого варианта.

Народнохозяйственный подход в исследовании развития сложных энергетических систем привел авторов комплексного энергетического метода к фундаментальному выводу о необходимости оценки экономической эффективности принимаемого варианта не по средним или индивидуальным для данного ресурса или объекта показателям, а по действительным затратам, складывающимся при решении комплексных энергетических задач. Этот вывод основывался на диалектическом анализе экономических последствий изменения структуры энергетического баланса при ограниченных возможностях использования дешевых энергетических ресурсов в конкретной обстановке отдельных районов страны в рассматриваемый период времени. Раскрывая это положение, В. И. Вейц писал: «До настоящего времени имеет место неправильная точка зрения, что гидроэлектростанция с дешевой гидроэнергией всегда представляет выгодный центр размещения электроемких производств. Между тем одним из определяющих факторов решения этого вопроса служит энергетический баланс района размещения гидроэлектростанций. Например, в районах с напряженным энергетическим балансом размещение электроемких производств … по существу приводит к необходимости увеличить выработку электроэнергии по конденсационному режиму. Экономически это означает, что электроемкие производства будут питаться не гидроэлектрической энергией, а электроэнергией от тепловых электростанций на конденсационном режиме. Такое положение складывается в ряде районов европейской части СССР, где сооружаются крупные гидроэлектростанции с относительно дешевой гидроэнергией [14].

В результате сопоставление вариантов рекомендовалось проводить на основе экономических показателей так называемых «замещающих» или «замыкающих» топлив, электрической мощности и энергии, т.е. ресурсов, оказывающихся вовлеченными последними в энергетический баланс района [11, 13, 15–17]. Следует отметить тонкое использование этих показателей в технико-экономических расчетах электроэнергетических систем, когда показатели капиталовложений рассчитывались по замещающей технически передовой конденсационной электростанции, а показатели эксплуатационных затрат — по электростанции, работающей на дорогом замыкающем топливе [13, 16]. Таким образом, эти положения достаточно четко разделили условия формирования замыкающих показателей при использовании ограниченных

природных энергетических ресурсов и для сооружаемых энергогенерирующих объектов. Замыкающие показатели как характеристики, эквивалентные действительным народнохозяйственным затратам, связанным с производством и потреблением энергии разных видов, широко использовались в научных исследованиях и практике проектирования при решении задач производственной специализации районов страны, размещении энергоемких производств, выборе схем энергоснабжения, топливной базы электростанций, рациональных видов энергоносителей в промышленности и других отраслях народного хозяйства и т. д.

Таким образом, в плане ГОЭЛРО и комплексном энергетическом методе исследования был сформулирован ряд принципиальных положений, получивших свое развитие в современной методологии оптимизации развития отраслей и производств в целом [18] и ТЭК в первую очередь [19–21]. Вместе с тем комплексный энергетический метод исследования не мог обеспечить в необходимой мере разработку количественных методов анализа экономики энергетики. Между выдвинутыми положениями о необходимости нахождения оптимального варианта развития на основе изучения всего комплекса внешних и внутренних взаимосвязей энергетики и реальными возможностями исследования и количественного решения поставленной задачи имело место определенное противоречие. Его преодоление стало возможным лишь на основе методов системного анализа и использования современных возможностей вычислительной математики и ЭВМ.

Объективная необходимость применения этих методов и средств связана с резким увеличением масштабов топливно-энергетического комплекса, усложнением его структуры и взаимосвязей между отдельными частями, существенным влиянием на экономику страны. Все это потребовало дальнейшей разработки методов и средств анализа развития ТЭК и принятия плановых решений [19–25 и др.]. В конечном итоге они должны обеспечить решение двух важнейших взаимосвязанных проблем оптимального планирования энергетики: нахождение оптимальных пропорций развития отраслей топливно-энергетического комплекса и повышение уровня эффективного использования энергии в народном хозяйстве как условия рационального управления и экономии первичных энергетических ресурсов.

Особенности развития топливно-энергетического комплекса.

Определение оптимальных пропорций развития ТЭК относится к наиболее сложным проблемам прогнозирования и планирования материального производства страны. Решение этих проблем основывается на теоретических и прикладных исследованиях многоотраслевых комплексов, объединяющих группы взаимосвязанных отраслей

и производств в соответствии с целевыми программами их развития. Как показано в [27], совместная оптимизация развития отраслей осуществляется па основе единой цели их функционирования. Формированию многоотраслевых комплексов в соответствии с их хозяйственными, технологическими и материально-вещественными связями способствует развитие интеграционных процессов в производственной структуре народного хозяйства.

Выделение и структурное построение многоотраслевых комплексов еще окончательно не закончены. Однако к числу крупнейших комплексов сферы материального производства, решающих программные задачи развития народного хозяйства, обоснованно относят: топливно-энергетический, инвестиционный — обеспечение технического перевооружения народного хозяйства страны; аграрно-промышленный — решение задач производства предметов потребления; производственной инфраструктуры— обслуживание основной деятельности предприятий, организаций и отраслей материального производства.

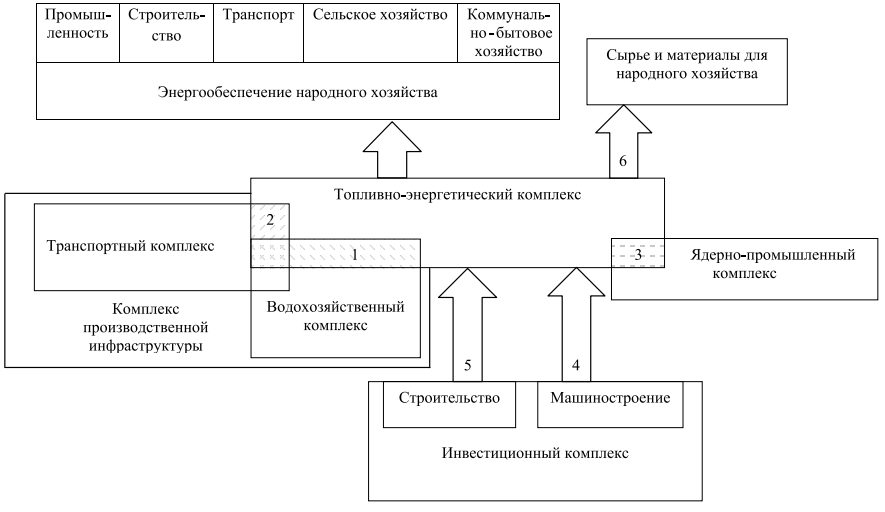


Рисунок. Основные взаимосвязи топливно-энергетического комплекса.

1— комплексное использование водотоков; 2 — специализированные виды транспорта (нефте-, газо-, продуктопроводы, линии электропередачи и др.); 3 — ядерная энергетика (атомные КЭС, ТЭЦ, котельные); 4 — обеспечение оборудованием; 5 — сооружение объектов ТЭК; 6 — нефтяное, газовое и угольное сырье для химии, торф для сельского хозяйства, золовые отходы для производства стройматериалов, минеральные масла и др.

Для ТЭК характерны тесные взаимосвязи с основными комплексами народного хозяйства. Как видно из рисунка, связи ТЭК определяются не только условиями снабжения народного хозяйства всеми видами топлива и энергии и обеспечения развития энергетики за счет отраслей инвестиционного комплекса, но и сырьем и материалами, а также совместным использованием ресурсов, сооружений и устройств, что связано с соответствующими техническими решениями.

Таблица 1. Распределение продукции отраслей топливно-энергетического комплекса между многоотраслевыми комплексами, %.

Отрасли ТЭК	Комплексы										
	топливно-энергетический	металлургический	химический	лесной	машино-строительный	строительный	легкой и пищевой промышленности	сельского хозяйства и рыболовства	транспортный	прочие	Итого
Угольная	50,7	25,4	1,0	2,1	3,0	5,8	3,7	2,5	4,4	1,4	100,0
Нефтедобывающая	99,1	0,0	0,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
Нефтеперерабатывающая	15,9	3,7	5,2	3,4	5,2	13,3	3,4	23,8	24,2	1,9	100,0
Газовая	36,4	18,8	8,6	1,4	10,4	13,8	5,1	0,0	0,2	5,3	100,0
Торфяная	64,4	0,2	0,2	1,3	0,4	5,0	3,8	23,1	0,2	1,4	100,0
Сланцевая	43,9	4,8	8,4	6,4	2,7	24,1	7,3	1,1	0,1	1,2	100,0
Электроэнергетика и теплоэнергетика	10,9	14,9	13,7	4,2	16,5	13,6	8,9	3,7	8,4	5,2	100,0
Всего	31,8	13,3	6,1	2,9	7,5	10,4	4,9	9,5	10,9	2,7	100,0

Определенное представление о структуре и значимости связей ТЭК с другими комплексами может быть получено из анализа межотраслевых связей. В табл. 1 и 2 приведены распределение продукции и материальные затраты отраслей ТЭК относительно ряда комплексов, оцененные В.Ф. Пресняковым на основе группировок связей отрасли в стоимостном межотраслевом балансе. Как видно, доминирующими являются внутренние межотраслевые связи ТЭК, на долю которых приходится примерно 1/3 объема распределяемой продукции и около 1/2 всех материальных затрат. Они определяются расходами топлива на переработку в другие виды топлива и преобразование энергии и на собственные энергетические потребности отраслей. Из внешних связей ТЭК следует отметить связи с транспортным комплексом, на нужды которого расходуется около 11% всей продукции ТЭК в стоимостном выражении. А его доля в затратах (табл. 2) составляет 1/3 всех денежных расходов ТЭК, заметно повышаясь для нефти

и газа. На транспорт, сельскохозяйственное производство и рыболовство приходится почти 50% стоимости продукции нефтеперерабатывающей промышленности. Крупным потребителем продукции отраслей ТЭК, особенно угля (на производство кокса), газа и электроэнергии, является металлургия. К числу ведущих потребителей относятся также химия, машиностроение и строительство, общая доля которых в стоимости продукции ТЭК равна почти 1/4. Доля лесного комплекса выделяется в затратах угольной промышленности (табл. 2). Это связано с большой потребностью в лесоматериалах при шахтной добыче угля.

Таблица 2. Материальные затраты отраслей топливно-энергетического комплекса по поставкам многоотраслевых комплексов, % *.

Комплексы	Отрасли ТЭК							
	угольная	нефтедобывающая	нефтеперерабатывающая	газовая	торфяная	сланцевая	электроэнергетика и теплоэнергетика	Всего
Топливно-энергетический	37,5	13,3	44,0	8,1	44,7	49,0	94,6	48,8
Металлургический	1,3	0,5	0,5	0,1	1,5	3,1	0,7	0,8
Химический	2,2	1,1	2,7	1,2	1,7	17,0	0,8	2,0
Лесной	9,0	0,2	0,3	0,2	1,9	4,7	0,1	2,9
Машиностроительный	4,4	2,5	0,7	0,4	11,2	9,4	2,8	2,5
Строительный	0,7	0,1	0,1	0,0	0,6	0,4	0,2	0,3
Легкой и пищевой промышленности	1,5	0,6	0,5	0,2	2,9	2,5	0,5	0,8
Сельского хозяйства и рыболовства	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Транспортный	38,0	64,3	36,0	89,7	34,4	13,3	–	33,8
Прочие	5,4	17,4	15,2	0,1	1,0	0,6	0,3	8,1
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

** По расчетам В. Ф. Преснякова; 0 — незначительно.*

В целом существуют тесные и весьма разнообразные связи ТЭК с народным хозяйством страны. Во-первых, они выражаются в прогрессивном воздействии энергетики и электрификации на социально-экономические процессы развития современного общества. Во-вторых, размеры, структура и территориальное распределение потребности в энергетических ресурсах и энергии всех видов в значительной мере

определяются условиями развития и размещения производительных сил страны. В-третьих, размещение энергоемких и в первую очередь электроемких производств и производственная специализация отдельных районов страны прямо зависит от экономики их энергетики. В-четвертых, взаимосвязи проявляются в использовании энергетических ресурсов в качестве сырья для производства неэнергетических продуктов — органической химии, минеральных масел, сажи и т. п. — и на другие неэнергетические цели. В-пятых, развитие ТЭК в свою очередь зависит от количества и качества представленных ему материалов, основного и вспомогательного оборудования, строительных мощностей, денежных средств, трудовых ресурсов.

Не все из этих связей в настоящее время достаточно изучены и могут быть количественно оценены. Их учет в задачах оптимизации ТЭК, как правило, осуществляется в виде балансовых уравнений по потреблению и производству энергетических ресурсов и энергоносителей и ограничений на материалы, оборудование, капиталовложения, трудовые затраты и другие в зависимости от постановки исследования. Другим показателем этих взаимосвязей являются затраты у потребителя, характеризующие применение различных видов энергии,— так называемый «потребительский эффект», который отражает изменения в технологии и экономике смежных звеньев производства при переходе от использования одного вида энергии к другому.

Для развития ТЭК характерны некоторые особенности, выделяющие его в ряду других многоотраслевых комплексов страны. К числу основных из них необходимо отнести следующие.

Постоянно растущее производство и потребление народным хозяйством страны энергетических ресурсов, в первую очередь, электроэнергии. Как отмечено в [22, 27, 28], за последние три пятилетки производство энергетических ресурсов более чем удвоилось и достигло в 1980 г. около 2,1 млрд.т условного топлива. Коэффициент полезного использования энергии в народном хозяйстве СССР в 1975 г. составил 44 %, а в перспективе он приблизится к 48 %, при этом доля электроэнергии в общем расходе полезной энергии возрастет с 14 до 20 %. Важным фактором является высокая доля в энергетическом балансе страны высокоэкономичных ресурсов нефти и природного газа, которая составила в 1980 г. свыше 2/3 общего производства энергоресурсов. Однако в перспективе доля нефти снижается при увеличении удельного веса природного газа. Наряду с этим заметной становится роль атомной энергетики, которая от 1,4 % по замещаемому топливу в общих первичных энергоресурсах страны в 1980 г. возрастет до 6–8 % в перспективе. Одновременно постоянно возрастает в энергобалансе удельный вес преобразованных и переработанных энергетических ресурсов. Все это определяет усложнение взаимосвязей между отдельными частями ТЭК,

создание к настоящему времени развитых газо- и нефтеснабжающих систем, увеличение масштабов производства, транспорта и использования энергетических ресурсов, что требует совершенствования методов прогнозирования, планирования и управления ТЭК страны. Эта проблема является составной частью общей проблемы оптимизации развития народного хозяйства СССР.

Широкая взаимозаменяемость используемых в народном хозяйстве энергетических ресурсов и энергоносителей, а также энергетических установок и устройств на всех стадиях энергетического потока, которая имеет место, во-первых, при выборе технических средств, технологических решений и способов добычи, облагораживания, переработки, преобразования, транспорта, хранения и использования энергетических ресурсов и энергоносителей; во-вторых, при выборе видов топлива для переработки или преобразования его в другие виды энергии; в-третьих, при выборе схем энергоснабжения, когда решается вопрос о транспорте топлива, электроэнергии или тепла; в-четвертых, на стадии конечного использования, где имеют место широкие возможности сочетания технологических схем производства и форм потребляемой энергии.

Высокая доля нефти и природного газа в энергетическом балансе страны обеспечила широкое использование этих энергоресурсов и продуктов их переработки у потребителей. В то же время наметившийся в перспективе рост стоимости их добычи при одновременном сравнительно небольшом увеличении стоимости электроэнергии делает эффективными в определенных условиях переход к электрическим технологиям и использование нетрадиционных источников энергии и энергоносителей. По имеющимся оценкам в перспективе электроэнергия может вытеснить из энергопотребления значительные количества нефтепродуктов и природного газа: по сравнению с 1975 г. доля электроэнергии, идущая на эту замену в общем приросте потребности в электроэнергии, составит 35–40 % [27]. Все это расширяет возможности выбора рациональных энергетических ресурсов и энергоносителей. Такая взаимозаменяемость означает установление тесных взаимосвязей и между отдельными частями ТЭК, когда оптимальное решение для отдельной его части может быть получено только в результате выбора оптимального варианта развития ТЭК в целом.

Высокий уровень концентрации производства энергетических ресурсов и электроэнергии и централизации их распределения. На современном этапе развития ТЭК эти факторы приобретают особое значение. С одной стороны, концентрация производства и централизация распределения энергетических ресурсов и электроэнергии связаны с необходимостью освоения известных месторождений газа и нефти (Медвежьего газового и Самотлорского нефтяного в Западной Сибири, Шатлыкского газоконденсатного в Средней Азии, Вуктыль-

ского и Оренбургского газоконденсатных в европейской части страны), уникальных угольных карьеров в Канско-Ачинском бассейне, Экибастузе и других районах. С другой стороны, концентрация и централизация обеспечиваются прогрессом техники в горнодобывающих отраслях, энергомашиностроении, производстве труб и смежных отраслях, позволяющих резко повысить единичные мощности установок и агрегатов, пропускную способность трубопроводов и линий электропередачи, значительно улучшить их технико-экономические показатели.

Так, например, по данным [28–30] за 1971–1975 гг. среднегодовая добыча угля одним карьером увеличилась на 35 %, шахтой — на 25 %, доля магистральных газопроводов и нефтепродуктов большого диаметра (1020 мм и выше) составила в общем вводе в эксплуатацию около 60 %. Вместо ранее сооружаемых электростанций мощностью 2,4 млн. кВт с агрегатами по 200–300 МВт развернуто серийное строительство станций по 4–6 млн. кВт с энергоблоками мощностью 500, 800 МВт. Единичная мощность агрегатов на Саяно-Шушенской ГЭС равна 640 МВт. В 1980 г. протяженность газопроводов достигла около 130 тыс. км, а нефтепроводов 63 тыс. км. В ближайшие 10–12 лет в европейской части страны намечается завершение комплексной кольцевой системы ВЛ 750 кВ общей протяженностью более 7 тыс. км. Осуществлено объединение энергосистем от Белоруссии до Забайкалья. В 1980 г. централизованно произведено 98 % суммарной выработки электроэнергии. Полностью централизовано снабжение потребителей нефтепродуктами, газом и в значительной части углем.

Это сделало технически возможным и экономически целесообразным создание единых электроэнергетических, газоснабжающих, нефтеснабжающих, углеснабжающих систем, охватывающих основную часть промышленно освоенной территории страны. Важным условием проявления факторов концентрации и централизации являются темпы, масштабы и размещение топливо- и энергопотребления, которые в значительной мере определяют возможности развития этих систем в перспективе.

Неравномерность размещения энергетических ресурсов по территории страны.

Сложившаяся к настоящему времени география производства и потребления энергии не соответствует размещению энергетических ресурсов. Как отмечается в [28, 29, 31], около 90 % всех энергетических ресурсов страны расположено в восточных районах СССР, доля европейской части составляет немногим более 10 %. При этом на долю европейских районов и Урала, где сосредоточено 4/5 промышленного производства и 3/4 населения СССР, приходится в 1980 г. 3/4 общесоюзного потребления котельно-печного топлива и светлых нефтепро-

дуктов. Обеспечение этих районов энергоресурсами делает необходимым все возрастающий поток топлива с востока. В 1980 г. он превысил 700 млн.т условного топлива, увеличившись только за десятую пятилетку почти в 2 раза. Таким образом, примерно 1/3 всего добываемого в стране в 1980 г. топлива была перемещена на несколько тысяч километров в европейскую часть СССР и на Урал из восточных районов.

Эти условия являются существенным фактором при определении направлений развития ТЭК. Они, во-первых, оказывают определяющее влияние на размещение энергоемких производств и производственную специализацию районов, во-вторых, способствуют установлению тесных взаимосвязей между отдельными частями ТЭК, формируют межрайонные потоки топлива и электроэнергии, в-третьих, стимулируют выбор для каждого района оптимальных энергоносителей, в-четвертых, побуждают к дальнейшему транспорту наиболее экономичных энергетических ресурсов, в связи с чем увеличивается капиталоемкость энергохозяйства. Таким образом, неравномерность размещения энергетических ресурсов в значительной мере способствует формированию энергетического хозяйства как единого целого, особенно взаимосвязей между его отраслевыми и территориальными частями.

Высокая капиталоемкость топливно-энергетического комплекса. В настоящее время на развитие ТЭК расходуется до 1/3 капиталовложений в промышленность и транспорт. К концу 1975 г. доля основных фондов топливно-энергетических отраслей во всех основных фондах промышленности достигла почти 30% [32]. В перспективе капиталоемкость энергетического хозяйства будет не меньшей. Это связано с большими затратами на поддержание добычи топлива и растущим удалением потребителей от основных топливных баз. Так, только за девятую пятилетку увеличение средней дальности перевозки топлива возросло па 22% [28]. Капиталовложения на прирост добычи и транспорта топлива в девятой пятилетке по сравнению с восьмой возросли: по природному газу с 102 до 163 руб./т условного топлива, или в 1,6 раза; по нефти с 74 до 95 руб./т условного топлива, т.е. почти в 1,3 раза [33]. В десятой пятилетке удельные капитальные затраты на прирост 1 т условного топлива нефти составили 140 руб. и более (включая транспорт и нефтепереработку) [31]. Дальнейший рост капиталовложений связан, в частности, с увеличением глубины и отвечающим ему многократным ростом мощности вторичных процессов переработки нефти для обеспечения потребностей в моторных топливах. Это вызывает не только значительные дополнительные капиталовложения в нефтепереработку, но и в нефтяное машиностроение и другие сопряженные отрасли промышленности.

Высокие затраты в ТЭК делают необходимым обеспечение всемерной экономии энергетических ресурсов на основе их оптимального производства, распределения и использования.

Существенное влияние на условия развития ТЭК оказывают геофизические процессы и организационные мероприятия по формированию режимов работы отраслей народного хозяйства. Колебания температур наружного воздуха, речного стока, освещенности в значительной степени определяют регулярные и случайные колебания в потреблении электроэнергии, производстве тепла на отопительно-вентиляционные нужды, расходе топлива на их выработку в многолетнем, сезонном и календарном разрезах и колебания объемов добычи топлива. Организация производства — его непрерывный или дискретный характер, число смен и их продолжительность, число выходных дней, ремонтные работы и другие подобные факторы — также влияет на режим потребления топлива, тепла и электроэнергии.

Учет режимов работы является чрезвычайно важным фактором при определении оптимальных пропорций развития отраслей ТЭК. Режимы работы существенно влияют на технико-экономические характеристики работы энергетических установок и объектов, в первую очередь электроэнергетических и трубопроводных систем. В этих условиях оптимизация развития ТЭК требует одновременного создания системы оптимального регулирования, обеспечивающей необходимый уровень надежности топливо- и энергоснабжения.

Все большее значение при изучении условий развития ТЭК приобретает проблема взаимодействий энергетики и окружающей среды. Необходимо осуществление большого комплекса разнообразных мероприятий для предотвращения и ликвидации нежелательных экологических последствий от развития энергетики. При этом защита окружающей среды сама является весьма энергоемким мероприятием. Экологические проблемы в целом выступают как фактор, существенно удорожающий энергетику. Это делает необходимым проведение углубленного анализа их влияния при оптимизации развития ТЭК.

Отмеченные особенности требуют дальнейшего совершенствования и разработки новых методов прогнозирования, планирования и управления ТЭК на основе использования экономико-математических моделей и средств оптимизации. Такие работы постоянно ведутся в Госплане СССР, научно-исследовательских и проектных институтах, рассматриваются в трудах отдельных авторов.

Литература

1. Энергетический баланс. Терминология. Список рекомендуемых терминов/ АН СССР М.: Наука, вып. 86, 1973.

2. К истории плана электрификации Советской страны. — М.: Госполитиздат, 1952.

3. План ГОЭЛРО. — М.: Госполитиздат, 1955.

4. К вопросу о обустройстве выставки «Белый и серый уголь».— Электричество, 1913, № 4, с. 419–428.

5. Кржижановский Г. М. Областные электрические станции на торфе и их значение для Центрального промышленного района России. Доклад на совещании 21 ноября 1915 г. — В кн.: Г. М. Кржижановский. Избранное. — М. Госполитиздат, 1957, с. 9.

6. Основные вопросы электрической политики в послевоенную эпоху в России. — Электричество, 1917, № 1, с. 2, 3.

7. Кржижановский Г. М., Вейц В. И. Единая энергетическая система СССР. — М. Изд-во АН СССР, 1956.

8. Кукель-Краевский С. А. Единая электроэнергетическая система европейской части СССР. Рабочая гипотеза и технико-экономическая модель для планирования электрификации. — М. Изд-во АН СССР, 1938.

9. Коллегаев А. В. Проблема рациональной подготовки и использования донецкого топлива. — Вестник инженеров и техников 1946, № 1, с. 15–17.

10. Хасилев В. Я. Обобщенные зависимости для технико-экономических расчетов тепловых и других сетей. — Теплоэнергетика. 1957, № 1, с. 28–32.

11. Вейц В. И. Технико-экономические вопросы объединения энергетических систем и создания единой высоковольтной сети (ЕВС). —Тр. Моск. инж.-экон. ин-та им. С. Орджоникидзе, вып. 1, 1953, с. 5–29.

12. Кукель-Краевский С. А. Электроэнергетическая система. — М.: ОНТИ, 1938.

13. Основные вопросы планирования единой энергетической системы СССР/ Под ред. Г. М. Кржижановского и В. И. Вейца. — М.: Изд. ЭНИН им. Г. М. Кржижановского, АН СССР, 1959.

14. Вейц В. И. Единая электроэнергетическая система СССР.— Вестник АН СССР, № 11, 1954, с. 7–18.

15. Мелентьев Л. А., Стырикович М. А., Штейнгауз Е. О. Топливно-энергетический баланс СССР. — М.: Госэнергоиздат, 1962.

16. Мелентьев Л. А., Штейнгауз Е. О. Экономика энергетики СССР. — М.: Госэнергоиздат, 1963.

17. Пробст А. Е. Вопросы размещения социалистической промышленности.- М.: Наука, 1971.

18. Основные методические положения оптимизации развития и размещения производства/ Под ред. А. Г. Аганбегяна и Н. П. Федоренко. — М.: Наука, 1978.

19. Методические положения оптимизации развития топливно-энергетического комплекса/ Научный Совет по комплексным проблемам энергетики. — М.: Наука, 1975.

20. Методические рекомендации оптимизации энергетического хозяйства района (республики) на основе системы моделей/ АН СССР, Научный Совет по комплексной проблеме «Оптимальное планирование и управление народным хозяйством».— М., 1977.

21. Руководящие указания к использованию замыкающих затрат на топливо и электрическую энергию. — М.: Наука, 1973.

22. Макаров А. А., Вигдорчик А. Г. Топливно-энергетический комплекс. — М.: Наука, 1979.

23. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике. — М. Наука, 1979

24. Некрасов А. С, Синяк Ю. В., Янпольский В. А. Построение и анализ энергетического баланса. — М.: Наука, 1974.

25. Согласование и анализ решений оптимизационных задач/ Отв. ред. А. С. Некрасов. — М.: Наука, 1976.

26. Федоренко Н. П. Инструменты оптимизации плановых решений. — Коммунист, № 16, 1978, с. 31–42.

27. Вигдорчик А. Г., Макаров А. А., Вольфберг Д. Б. Проблемы долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса.— Теплоэнергетика, 1979. № 2, с. 2–6

28. Энергетика СССР в 1976–1980 годах/ Под ред. А. М. Некрасова и М. Г. Первухина. — М.: Энергия, 1977.

29. Мазовер Я. А. Размещение топливодобывающей промышленности.— Плановое хозяйство, 1977, № 11, с. 137–149.

30. Троицкий А. Электроэнергетика: проблемы и перспективы. — Плановое хозяйство, 1979, № 2, с. 18–26.

31. Некрасов А. Основные направления рационального использования и экономии энергоресурсов. — Плановое хозяйство, 1978, № 5, с. 73–81.

32. Иванов Е. Производственный потенциал СССР. — Плановое хозяйство, 1977, № 6, с. 47–57.

33. Лалаянц А. Два общества — две линии в развитии топливно-энергетического комплекса. — Плановое хозяйство, 1975, № 4.

Планирование развития топливно-энергетического хозяйства[3]

Модель планирования топливно-энергетического хозяйства (ТЭХ) района предназначена для нахождения оптимальной структуры и размещения топливо- и энергопотребления по территории района. В этой модели должны быть учтены поступающие в район и отпускаемые за его пределы топливно-энергетические ресурсы, определяемые условиями формирования оптимального топливно-энергетического баланса страны, производственно-технологическими особенностями и энергоэкономическими характеристиками всех рассматриваемых объектов района.

В результате решения задачи устанавливается вид и размеры потребления топлива и энергии различными потребителями, масштабы добычи, переработки и использования местных видов топлива, выбор рациональной схемы внутрирайонного транспорта топлива и энергии.

Модель ТЭХ района в общей иерархической системе моделей является тем промежуточным звеном, где происходит согласование масштабов и пропорций добычи, переработки топлива или преобразования его в другие виды энергии с распределением и использованием топлива и энергии потребителями в специфических условиях данного района. Для рассматриваемой модели принят единообразный с иерархической системой

[3] Сб. «Применение новейших математических методов», Ленинград-Ереван, 1981.Соавтор Станевичюс А.-И.А.

моделей топливно-энергетического хозяйства[4] вид критериального выражения, обеспечивающий получение оптимального решения при минимуме приведенных затрат[5]. Связь моделей ТЭХ района с другими частями иерархической системы топливно-энергетического хозяйства может быть осуществлена через показатели «двойственных оценок» и ограничений, например, в соответствии с алгоритмами, предложенными в [3, 4].

При разработке модели одним из основных является вопрос о компактном и в то же время адекватном преставлении производственных возможностей отдельных энергопроизводящих и потребляющих объектов района. Одним из путей сжатия энергоэкономической информации является, например, группировка энергопотребляющих объектов в ограниченное число условных категорий потребителей на основе общности изменения технико-экономических показателей при переходе от использования одних видов топливно-энергетических ресурсов к другим [5, 6]. Такой подход приводит к существенному сокращению размерности, однако им можно пользоваться для моделей определенной точности и, чаще всего, одного уровня иерархии.

В рассматриваемой модели ТЭХ района предлагается использовать кибернетический принцип «черного ящика», который позволяет компактно описать производственно-технические и энергоэкономические возможности энергопроизводящих и потребляющих объектов наборами дискретных способов их работы [7, 8]. Наличие «черных ящиков» позволяет конкретизировать решения, принятые в вышестоящих звеньях иерархической системы при последующем разукрупнении. Разработка модели требует четкого выделения характерных групп потребителей энергоресурсов, т.е. типизации «черных ящиков», на основе общности производственно-технологических процессов, характера функционирования объекта, особенностей топливо- и энергопотребления.

Производственно-технологические и энергоэкономические возможности каждой группы потребителей аппроксимируются в виде соответствующего выпуклого многогранника, вершины которого являются опорными вариантами функционирования объекта. При этом каждый вариант работы объекта будет характеризоваться соответствующим вектором затрат — выпуска топлива и энергии, вклю-

[4] В настоящей работе мы не ставим своей целью показать всю иерархическую систему моделей топливно-энергетического хозяйства, относительно которой рассматривается модель ТЭХ района. Очевидно, что такая модель может иметь самостоятельное значение, при принципиально определенных условиях формирования взаимосвязей с остальной системой топливно-энергетического хозяйства. Некоторые представления о системе топливно-энергетического хозяйства как комплексе моделей даются в работах [1, 2].

[5] Решение задач топливно-энергетического хозяйства на минимум приведенных затрат определяется рекомендациями «Методики технико-экономических расчетов в энергетике», утвержденной Государственным Комитетом Совета Министров СССР по науке и технике в 1966 г.

чающим компоненту затрат на топливо-использование (без топливной составляющей). Под опорными вариантами понимается такой вариант, у которого какая-либо компонента (или их группа) вектора затрат — выпуска принимает предельно-допустимую и целесообразную но технологическим условиям величину. Формирование аппроксимирующего многогранника производственных возможностей для некоторых энергетических объектов рассмотрено в [9].

Следует отметить, что принятое описание энергопроизводящих и потребляющих объектов характеризует их возможные внешние связи, а не внутреннюю, структуру. При этом компоненты вектора затрат — выпуска могут соответствовать, в зависимости от условий задачи, абсолютным значениям в варианте работы объекта с единичной интенсивностью, или удельным показателям, при интенсивности отвечающей единице выпуска конечной продукции. Второй случай описания может оказаться удобным, когда изменения топливо- и энергоснабжения объекта сопровождаются колебаниями выпуска его продукции; это заставляет учитывать в модели ТЭХ района баланс выпуска и потребления соответствующей продукции. Подобные условия, характерные для монопродуктовых производств рассмотрены в [10].

Можно выделить три типа объектов. Первую группу составляют города и промышленные узлы, технологически и экономически объединяющие ряд промышленных предприятий. В модели топливно-энергетического хозяйства района рассматриваются особенности их внешнего топливо- и энергопотребления, тогда как, например, условия энерго- и теплоснабжения, транспорта энергоносителей в самом городе или промышленном узле являются элементами внутренней структуры топливно-энергетического хозяйства таких объектов, не раскрываемой аппроксимирующим выпуклым многогранником районного уровня иерархии моделей. Соответственно, на следующих ступенях, в моделях города и промышленного узла, указанные энергетические связи характеризуются с полнотой, необходимой для их всестороннего исследования.

Вторую группу составляют предприятия, доминирующие в потреблении энергоносителей. К ним относятся, как предприятия — конечные потребители топлива и энергии, например, металлургические, цементные и т.п. заводы, так и топливоперерабатывающие предприятия и крупные, системообразующие электростанции. Дальнейшим анализом их топливно-энергетического хозяйства является исследование технологических и энергетических характеристик работы отдельных объектов и установок и разработки оптимального топливно-энергетического баланса предприятия. Один из путей решений этой проблемы рассмотрен в [11].

Третья группа объединяет подрайоны с относительно равномерно рассредоточенными многочисленными потребителями. В этом случае,

помимо специфически местных условий размещения объектов, транспорта энергоносителей и других факторов, для выделения подрайонов существенны плотности энергетических нагрузок, характеризующие, если образно сказать, меняющийся энергетический фон. Учет этого условия позволит, по-видимому, упростить описание топливно-энергетического хозяйства подрайонов на следующих ступенях моделирования, что, в некоторых аспектах, рассматривалось в [12]. Одной из трудностей исследования внутрирайонных рассредоточенных потребителей топлива и энергии является выявление затрат по транспорту энергоносителей. В этой связи, положительной стороной предлагаемого описания топливно-энергетического хозяйства подрайонов в районной модели выступает возможность обобщенного учета затрат по распределению топлива и энергии по подрайонам, как составляющей суммарных затрат по топливоиспользованию отвечающих соответствующему опорному варианту аппроксимирующего выпуклого многогранника.

Таким образом, потребители в модели ТЭХ района представляются в виде набора аппроксимирующих вариантов — линейной комбинации векторов затраты — выпуска. Их можно получить в результате специальных расчетов и из вариантных проектных проработок производственно-технологических и энергетических схем, рассматриваемых объектов. Например, для промышленного узла это могут быть предварительно определенные варианты на максимальное (минимальное) использование газа, мазута, твердых видов топлива, электроэнергии и т. д. или их сочетания, отвечающие возможным соотношениям различных энергоносителей при последовательном переводе с одного на другой ид энергии отдельных процессов в промышленности ли коммунально-бытовом хозяйстве[6].

Для топливоперерабатывающих и энергогенерирующих предприятий, включаемых в модель (нефтеперерабатывающие заводы, крупные электростанции и т. п.), развитие и размещение на территории района и основные технико-экономические показатели определяются, с одной стороны, решением соответствующих общесоюзных задач[7], а с другой — конкретными условиями формирования оптимального топливно-энергетического баланса района, где они выступают как потребители топлива и энергии.

При разработке модели ТЭХ района формирование условий развития соответствующих газоснабжающей и электроэнергетической систем, нефтяной и угольной промышленности района проводилось с учетом рекомендаций [1, 6, 13, 14]. Так, например, для нефтяной промышленности в модели заданы размеры поступления и производства

[6] Оценка качества аппроксимации и ее возможное уточнение методом статистических испытаний в настоящей работе нами не рассматривается.

[7] Эти вопросы рассматриваются, например, в [1, 13] и др. работах.

в районе нефти и отдельных нефтепродуктов; варианты потребности отдельных потребителей в светлых нефтепродуктах; искомыми являются объемы потребления бытового и котельного топлива; рациональная схема внутрирайонного распределения различных нефтепродуктов при заданном виде транспорта; вид и размеры расхода топлива на ТЭЦ НПЗ.

Постановка задачи принципиально позволяет рассмотреть также дополнительные варианты переработки различных сортов нефти на НПЗ, размещенных в районе.

Выбор вида объема потребления топлива на ТЭЦ НПЗ и рациональной схемы внутрирайонного транспорта нефтепродуктов, может оказать существенное влияние на формирование топливно-энергетического баланса района.

Формирование условий задач для остальных топливо- и энергоснабжающих систем, рассматриваемых в модели ТЭХ района, мы опускаем из-за ограничения объема статьи. Отметим, что для каждой из них должны быть определены исходные и искомые условия отражающие влияние специфических районных факторов.

В соответствии со сказанным выше, модель топливно-энергетического хозяйства района может быть сформулирована как задача линейного программирования следующим образом:

$$\sum_{k=1}^{k} b_{ikj}\, x_{kj} - \sum_{s=1}^{n} y_{ij}^{s} = \sum_{r=1}^{R} z_{irj} \;\; i = \overline{1,m};\; j = \overline{1.n} \tag{1}$$

$$\sum_{k=1}^{k} x_{kj} = A_j \qquad j = \overline{1,n} \tag{2}$$

$$\underline{B_{ir}} \le \sum_{i=1}^{n} z_{irj} + v_{ir} \le \overline{B_{ir}} \;\; i = \overline{1,m}; r = \overline{1,r} \tag{3}$$

$$\underline{D_i} \le \sum_{r=1}^{R} v_{ir} \le \overline{D_i} \qquad i = \overline{1,m} \tag{4}$$

$$x_{kj} \ge 0 \qquad k = \overline{1,K},\; j = \overline{1,n} \tag{5}$$

$$z_{irj} \ge 0 \qquad i = \overline{1,m},\;\; r = \overline{1,R},\;\; \mathrm{j} = \overline{1,n} \tag{6}$$

$$v_{ir} \ge 0 \qquad i = \overline{1,m}, r = \overline{1,R} \tag{7}$$

где: x_{kj} — искомая интенсивность в абсолютных или относительных единицах k-го варианта работы j — объекта;

z_{irj} — искомая поставка i-ого энергоресурса j- объекту от источника r;

y_{ij}^{s} — искомая поставка i-ого энергоресурса от объекта j объекту s (при $y_{ij}^{s}>0$) или искомое поступление i-ого энергоресурса от объекта s объекту j (при $y_{ij}^{s}<0$);

V_{ir} — искомая поставка i-ого энергоресурса от источника r за пределы района;

A_j — плановый выпуск конечной продукции j-ого объекта. A_j=1 для x_{kj} заданных в относительных единицах;

b_{ikj} — потребление (при $b_{ikj}>0$) или выпуск (при $b_{ikj}<0$) в абсолютных единицах i-ого энергоресурса, соответствующее интенсивности k-ого варианта работы j — объекта ($x_{kj}=0$);

$\underline{B_{ir}}(\overline{B_{ir}})$ — нижняя (верхняя) граница поступления (добычи) i-ого энергоресурса от r-источника;

$\underline{D_i}(\overline{D_i})$ — нижняя (верхняя) граница поставки i-ого энергоресурса за пределы района.

При ограничениях (1–7) требуется минимизировать линейных функционал:

$$L=\sum_{k=1}^{k}\sum_{j=1}^{n}c_{kj}x_{kj}+\sum_{i=1}^{m}\sum_{r=1}^{R}\sum_{j=1}^{n}\left(\pi_{ir}+c_{irj}\right)z_{irj}+\sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n}\sum_{s=1}^{n}c_{ij}^{s}y_{ij}^{s} \qquad (8)$$

где: c_{kj} — приведенные затраты, соответствующие условиям работы j–объекта k-ым способом;

c_{kj} — транспортные затраты по доставке i-ого энергоресурса j-ому объекту от r — источника;

π_{ir} — замыкающие затраты (двойственные оценки) для i-ого энергоресурса, получаемого от r — источника;

c_{ij}^{s} — внутрирайонные удельные транспортные затраты по доставке i-ого энергоресурса от s — объекта j — объекту (или от j — объекта s–объекту).

В настоящее время ведутся экспериментальные расчеты и проверка основных положений на гипотетической модели топливно-энергетического хозяйства района.

Литература

1. Методы математического моделирования в энергетике. Под ред. Л. А. Мелентьева, Л. С. Беляева, Иркутск, 1966.

2. А. А. Макаров. Математическое моделирование топливно-энергетического хозяйства. Экономика и математические методы, 1967, том III. вып. 6.

3. Е. Г. Гольштейн. Методы блочного программирования. Экономика и математические методы, 19С6, том II, вып. 1.

4. Т. Н. Первозванская, А. А. Первозванский. Распределение централизованных ресурсов между многими предприятиями. Экономика и математические методы, 1966, том II, вып. 5.

5. Ю. А. Кузнецов, Л. А. Мелентьев, А. П. Меренков, А. С. Некрасов. Определение оптимальной структуры перспективного энергетического баланса с использованием ЭВМ. Теплоэнергетика, 1962, № 5.

6. Методы применения электронно-вычислительных машин в энергетических расчетах, СЭИ СО АН СССР, М., «Наука», 1964.

7. С. Бир. Кибернетика и управление производством, М., «Наука», 1965.

8. В. Ф. Пугачев. Модель многоступенчатой системы оптимального планирования. Оптимальное планирование в условиях большой размеренности, ЛЭММ АН СССР, Экономико-математические тетради, М., 1963, вып. V.

9. А. И. Мекибель. О моделировании многопродуктового производства (на примере нефтепереработки). Доклады Всесоюзной конференции по применению экономико-математических методов и электронно-вычислительной техники в планировании развития и размещения производства, Таллин, 1967.

10. Ю. Д. Кононов. Выбор рациональных видов топлива для обжиговых вращающихся печей. Кандидатская диссертация МИЭИ им. С. Орджоникидзе, М., 1965.

11. А. С. Некрасов, Ю. В. Синяк. Экономико-математическое моделирование топливно-энергетического хозяйства промышленного предприятия. Труды V Конференции по вопросам промышленного энергохозяйства, Прага, 1967.

12. М. А. Курганова, А. С. Некрасов. Вопросы сопоставления внутрирайонного транспорта различных видов энергии, сб. Общая энергетика, вып. 2, АН СССР, ЭНИН, изд. АН СССР, М., 1960.

13. Математические методы и модели планирования нефтеперерабатывающей промышленности, ЦЭМИ АН СССР, М., «Наука», 1967.

14. Ю. С. Кретинина. Линейная динамическая модель развития электроэнергетической системы, доклад на настоящем совещании.

Моделирование и оптимизация развития топливно-энергетического комплекса района[8]

Задачи оптимизации и структура модели

Региональный аспект планирования энергетики имеет целью получение согласованного развития энергетической базы с развитием производительных сил экономического района или союзной республики. При этом должны быть рационально обеспечены потребности промышленного и сельскохозяйственного производства, транспорта, строительства, непроизводственной сферы, городского и сельского населения района в топливе и энергии всех видов. Топливно-энергетический комплекс района объединяет в единую систему производителей и потребителей

[8] «Оптимизация развития топливно-энергетического комплекса» — М.: Энергоиздат 1981. Глава 7. Соавтор Хачатурян Р.А.

всех видов топлива и энергии на территории района. При этом могут быть выделены характерные контуры, определяющие основные внутренние и внешние связи ТЭК района. Внутренние связи относятся к формированию и уточнению масштабов и структуры потребления и производства энергоресурсов, уточнению территориального размещения объектов народного хозяйства района. Другой характер имеют связи, обеспечивающие энергетику района трудовыми ресурсами, водой, строительными материалами и т.п. Внешние связи энергетики района с ТЭК страны выражаются через масштабы и структуру потребления топлива и энергии и условия производства и поступления энергоресурсов в район.

В наиболее крупном делении ТЭК страны должен быть представлен не только по экономическим районам, но и по союзным республикам. Эти оба аспекта районирования являются обязательными частями народнохозяйственного плана и отражают экономическое и политико-административное деление страны. В применяемом районировании крупные республики — РСФСР, Украина — разделены на экономические районы, а небольшие по территории союзные республики, напротив, объединяются в Прибалтийский, Среднеазиатский и Закавказский районы. Таким образом, принципиально имеет место переплетение двух территориальных делений страны, что требует взаимного согласования принимаемых для них решений по развитию ТЭК.

По своим энергоэкономическим характеристикам районы можно разделить на две группы.

Энергоэкономическая оценка первой группы районов зависит от возможных размеров и экономичности добычи (производства) и транспорта собственных энергетических ресурсов. Для высокотранспортабельного топлива, например нефти, переработка и использование не связаны жестко с районом его добычи. Структура и масштабы развития народного хозяйства в нефтедобывающих районах диктуются в первую очередь требованиями оптимального производства этого топлива и промышленного освоения попутных продуктов добычи. По-иному отражается развитие межрайонной топливной базы на развитии производительных сил района при ограниченной транспортабельности топлива. Такие топливные базы (например, Канско-Ачинский угольный бассейн) выступают как центры развития энергоемких производств и формирования разносторонних промышленных комплексов. Районы сложившихся топливных баз страны (например, Донецкого и Кузнецкого угольных бассейнов, нефтяных районов Поволжья, Азербайджанской ССР и др.) характеризуются комплексностью развития народного хозяйства.

Для второй группы районов, которые выступают в основном как потребители энергоресурсов, большое и сложное влияние оказывает размещение союзных межрайонных топливных баз. Для группы рай-

онов, относящихся к зонам дорогого топлива, например Прибалтики, Белоруссии, Молдавии, Грузии, Армении, ряда районов РСФСР, Украины, перспективная структура потребителей и масштабы использования энергоресурсов основываются на сочетании требований развития народного хозяйства района с широким внедрением малоэнергоемких технологий.

Максимальная экономия энергии отнюдь не равносильна отказу от выбора электроемкой технологии или электрических вариантов схем энергоснабжения. В ряде случаев переход на электроэнергию может быть энергетически и экономически оправдан при учете природно-климатических особенностей районов или условий технологии производства. В этой связи важной особенностью развития ТЭК района является необходимость детального учета его производственной специализации. Производительные силы района, как правило, развиваются в двух взаимосвязанных направлениях: специализации на основе создания отдельных отраслей народного хозяйства, определяющих роль района в межрайонном разделении труда, и комплексности развития хозяйства, обеспечивающего гармоническое развитие его производительных сил.

Региональное исследование энергетики требует углубленного изучения и учета природно-географических характеристик, в частности климатического зонирования. Эти факторы вносят серьезные коррективы в оценку тепло- и хладоснабжения потребителей района, в режимы топливо- и энергоснабжения. Особое значение они приобретают для районов с экстремальными природными характеристиками — удаленных, труднодоступных, горных и т.п. Здесь, как правило, конкретные показатели энергоснабжения существенно отличаются от средних значений по району. Важное значение имеет учет сезонной неравномерности потребления энергии. Этот вопрос актуален, прежде всего, для районов с существенно меняющимися сезонными характеристиками.

Необходимым элементом исследования перспектив развития энергетики района является обоснование экономически эффективного уровня добычи, производства и использования местных энергоресурсов, что может оказать влияние на размеры межрайонных поставок топлива и энергии. В ряде районов использование местных топливных ресурсов в энергетике бытового сектора может быть вызвано национальными особенностями отопления жилищ и приготовления пищи в сельской местности. Следует выделять две группы задач, решаемых при изучении условий развития энергетики района. В первую группу входят исследования существующего уровня развития народного хозяйства и энергетики района, природно-географических особенностей, условий развития новых производств на территории района, намеченного (плановыми, проектными и научно-исследовательскими организациями) развития народного хозяйства района, нормативов использования материальных

ресурсов, затрат труда, денежных средств и т. п. К этой же группе можно отнести определение размеров возможного обеспечения района различными видами энергетических ресурсов, замыкающих затрат на топливо и электроэнергию, поступающих в район, индивидуальных экономических характеристик отдельных энергетических объектов, характеристик транспорта энергоресурсов и использования энергоносителей и заданий по размещению основных топливо- и энергоемких производств.

Решение перечисленных выше вопросов позволяет непосредственно перейти к изучению развития ТЭК района. В результате может быть решена вторая группа задач, которая включает: обоснование оптимальных уровней электрификации народного хозяйства района и его отраслей; уточнение потребности в топливе и энергии различных видов, поступающих в район в соответствии с их межрайонным распределением; определение оптимальных вариантов взаимосвязанного развития районной электроэнергетической системы, районных газоснабжающей и нефтеснабжающей систем, системы углеснабжения, уточняющих решения для соответствующих отраслевых систем страны; выбор рациональных схем энергоснабжения основных групп потребителей; определение внутрирайонного распределения энергоресурсов с учетом развития внутрирайонных транспортных связей; определение рациональных уровней использования местных энергетических ресурсов, включая побочные (вторичные); детализация значений замыкающих затрат по территории района, основным потребителям и видам энергетических ресурсов; учет режимов потребления и производства энергоресурсов, связанных с их сезонной и многолетней неравномерностью; учет взаимосвязей развития энергетики и охраны природной среды района.

В перспективных расчетах не может быть получено однозначное представление о развитии энергетики страны и, в еще большей мере, о развитии энергетики отдельного района. Поэтому вариантное задание исходных показателей потребления различных энергоносителей, возможных поставок в район топлива и электроэнергии и обмена с другими районами, а также их экономических характеристик является обязательным условием при перспективных расчетах. Варьирование входных энергетических и экономических показателей должно при этом отражать все основные возможные взаимосвязи энергетики рассматриваемого района с энергетикой страны. Задача на прогнозном и предплановом этапах разработки состоит в том, чтобы обеспечить отыскание совокупности стратегий развития ТЭК района, обусловленных вариантностью задания исходной информации. В зависимости от конкретно складывающихся условий одна из полученных возможных стратегий определит дальнейшее развитие энергетики района.

Исследование развития ТЭК района проводится на основе системы оптимизационных моделей, описывающих производственно-

технологические особенности и условия работы энергетических отраслей. Она включает модели потребителей топлива и энергии и модели нефтеснабжения, газоснабжения, углеснабжения и электроэнергетики, объединенных в соответствующие блоки (рис. 1).

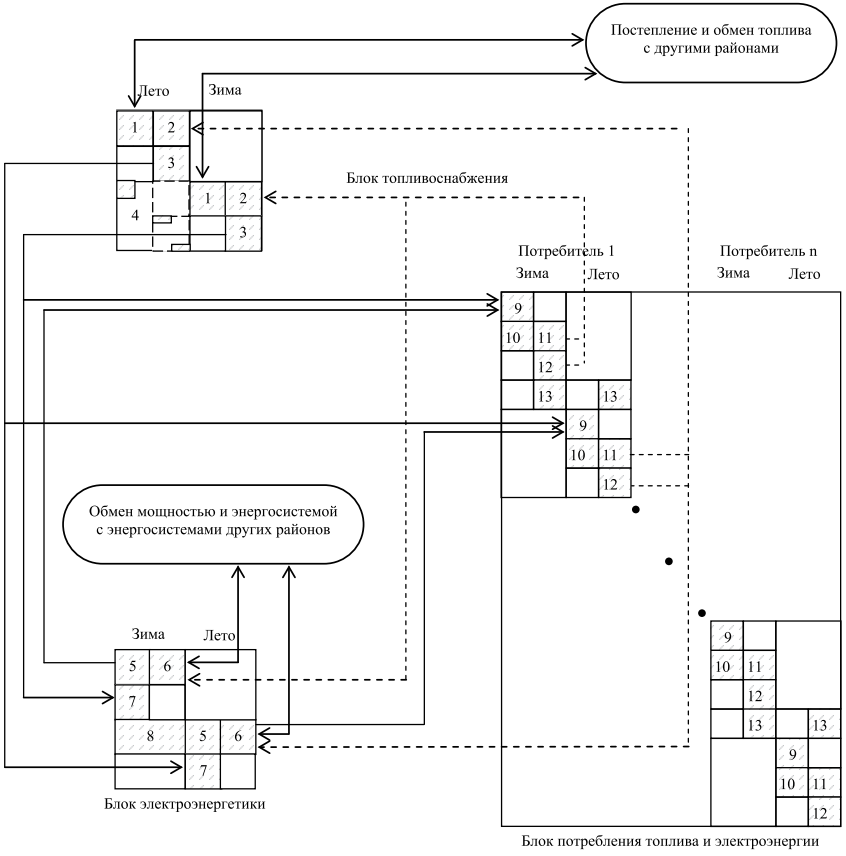


Рисунок 1. Принципиальная схема связей в блочной модели топливно-энергетического комплекса района.

Обозначения: ——— — прямые связи; – - - - — обратные связи; 1 — производство и поступление топлива; 2 — распределение топлива; 3 — поставка и хранение топлива; 4 — поставка топлива из хранилищ; 5 — электростанции; 6 — линии электропередачи; 7 — топливоснабжение тепловых электростанций; 8 — условия ввода новых объектов; 9 — поступление топлива и электроэнергии; 10 — распределение топлива и электроэнергии; 11 — размеры потребления топлива и электроэнергии; 12 — условия потребления топлива и электроэнергии; 13 — взаимосвязь зимнего теплоснабжения с летним хладоснабжением.

В статическом варианте система моделей описывает состояние энергетики в последнем году расчетного периода. В динамической постановке описание ведется в целом за период с выделением внутри него годовых или более крупных интервалов времени. В обоих вариантах необходимо учитывать внутригодовую неравномерность потребления и производства топлива и энергии путем выделения нескольких сезонов, например осенне-зимнего и весенне-летнего.

Общий вид матрицы условий системы моделей ТЭК района в статическом варианте представлен на рис. 2. Она имеет общую связующую часть, блоки энергетических отраслей и потребителей топлива и энергии. Для простоты деление на сезоны здесь опущено. Заштрихованные блоки матрицы условий отвечают следующим моделируемым объектам и связям:

A — матрица условий добычи (производства) энергоресурсов межрайонного значения и их внутриотраслевых взаимосвязей;

H, S — матрицы производственно — технологических условий работы соответственно энергетических объектов H и выпуска продукции и оказания услуг конечными (неэнергетическими) потребителями топлива и энергии S;

B, D — матрицы условий использования энергетических ресурсов соответственно для производства других видов энергии B и конечными (неэнергетическими) потребителями топлива и энергии D;

M — матрица условий добычи (производства) местных энергетических ресурсов;

K — матрица поступления извне энергетических ресурсов в район;

E, N — матрицы распределения между потребителями топлива и энергии соответственно поступающих в район E и местных N энергетических ресурсов;

G, Q, L — матрицы условий использования глобальных народнохозяйственных ресурсов (трудовые ресурсы, вода, земельные участки, строительная база и т. п.), выделяемых в районе объектам ТЭК;

матрицы A, H, S, M имеют блочно-диагональную структуру, отражают соответственно модели нефтеснабжения, газоснабжения, углеснабжения, электроэнергетики (A, H), объектов конечного потребления топлива и энергии (S), местных энергоресурсов (M). Матрицы E и K — единичные диагональные матрицы;

F, R — векторы выпуска за пределы района F и поступления в район R различных видов топлива и энергии, устанавливаемые в соответствии с межрайонным обменом энергоресурсами на основе оптимизации энергобаланса страны;

P, T — векторы производственно — технологических ограничений на условия работы соответственно объектов энергетических отраслей P и конечных потребителей топлива и энергии T;

W — вектор возможных размеров добычи (производства) местных энергетических ресурсов;

C — вектор ограничений глобальных народнохозяйственных ресурсов, выделяемых району;

0 — нулевой вектор, соответствующий балансовым уравнениям распределения энергетических ресурсов, используемых потребителями в районе;

π — вектор затрат (без энергетической составляющей) на добычу, переработку, преобразование, хранение и транспорт энергетических ресурсов, осуществляемых объектами энергетических отраслей;

μ — вектор затрат (без энергетической составляющей) на использование энергетических ресурсов конечными (неэнергетическими) объектами;

ν — вектор затрат на добычу (производство) местных энергетических ресурсов;

ρ — вектор затрат на энергоресурсы, поступающие в район в соответствии с их межрайонным обменом;

X, Y — векторы интенсивности использования технологических способов работы соответственно объектов энергетических отраслей и конечных (неэнергетических) потребителей топлива и энергии;

Z — вектор объема производства и использования местных энергоресурсов;

V — вектор объема потребления энергетических ресурсов, поступающих в район в соответствии с их межрайонным обменом.

В матрице на рис. 2 не показано в явном виде внутрирайонное распределение энергетических ресурсов. Однако в конкретных моделях внутрирайонный транспорт энергетических ресурсов учитывается в затратах по транспортировке данного вида энергоресурса от его источника к объекту-потребителю.

Разработка системы моделей ТЭК района требует принятия критериального выражения того же вида, что и в системе моделей энергетики страны. Критерием оптимальности развития ТЭК района служит минимум суммарных приведенных затрат, включающих в себя: 1) проведение геологопоисковых и геологоразведочных работ; 2) добычу топлива; 3) переработку (облагораживание) топлива; 4) преобразование топлива в другие виды энергии; 5) магистральный (межрайонный) транспорт топлива или электроэнергии; 6) внутрирайонное распределение топлива и энергии до потребителей; 7) использование энергоносителей. При этом для топлива к электроэнергии, поступающих в район в соответствии с межрайонным обменом, определяемым оптимальным энергетическим балансом страны, вместо совокупных затрат, приведенных в п. 1–5, следует использовать соответствующие затраты [1]. Расчет показателей затрат выполняется по [2].

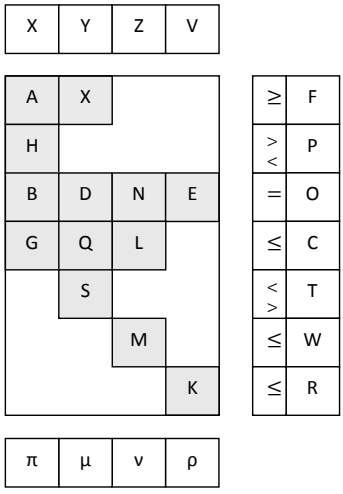


Рисунок 2. Общий вид матрицы условий системы моделей топливно-энергетического комплекса района.

Для рассматриваемой системы моделей целевая функция будет включать четыре слагаемых: первые два — суммарные затраты (без энергетической составляющей) соответственно на добычу, переработку (преобразование), транспорт и хранение энергоресурсов объектами энергетических отраслей и использование энергии конечными (неэнергетическими) потребителями [1], расположенными в районе; третье слагаемое — затраты на развитие добычи (производства) местных энергоресурсов; четвертое — суммарные затраты на энергетические ресурсы, поступающие в район в соответствии с межрайонным обменом энергоресурсов. Минимизируемое выражение характеризует все отмеченные выше затраты ТЭК района.

При описании ТЭК района можно выделить четыре группы объектов.

К первой группе относятся добывающие и топливоперерабатывающие предприятия, системообразующие электростанции, которые представляются в зависимости от их крупности и роли в производстве топлива и энергии в районе в виде отдельных блоков или обобщенно.

Вторую группу составляют города и промышленные узлы, технологически и экономически объединяющие ряд промышленных предприятий. Для них характерен крупный масштаб топливо- и энергопотребления. На районном уровне изучаются лишь количественные и качественные особенности внешних связей объектов этой группы.

Третья группа включает отдельные промышленные объекты, являющиеся крупными потребителями топлива и энергии, как, например, металлургические, цементные и другие заводы.

Четвертая группа объединяет зоны с относительно равномерно рассредоточенными потребителями, размеры расхода топлива и энергии каждого из которых не соизмеримы с объемами потребления отдельных объектов первых трех групп.

Описание производственных возможностей объектов в каждой из групп осуществляется с помощью построения соответствующих аппроксимационных многогранников [1].

В соответствии с размещением на территории района конкретно выделенных объектов и принятой схемой взаимосвязей должна быть осуществлена их привязка к рассматриваемой в модели транспортной сети, электроэнергетической системе, газопроводам и другим источникам топливо- и энергоснабжения. В качестве узлов присоединения объектов к магистральной сети топливо- и электроснабжения выступают: для перевозимого топлива — станции железной дороги, для трубопроводов — узлы присоединения потребителей, для электроэнергетической системы — подстанции эквивалентной схемы электроэнергетической системы района.

При исследовании на модели глубины электрификации отраслей народного хозяйства необходимо учитывать изменения режимных характеристик узлов электрической нагрузки. Это обеспечивается за счет разработки и использования специальных методов и алгоритмов, моделирующих перспективные режимы нагрузки энергосистемы [3 и др.]. Однако могут быть использованы и упрощенные способы описания режима электрической нагрузки узлов, если в перспективе не ожидается существенных изменений в структуре электропотребления присоединенных потребителей.

Учет влияния энергетики на окружающую среду и требований по ее охране в модели осуществляется в следующих направлениях: предварительный отбор возможных вариантов развития энергетики, допустимых по экологическим последствиям, и включение их в модель; выбор энергоносителей с учетом экологических последствий; изучение результатов расчетов с точки зрения их экологической значимости [1].

Для моделирования ТЭК района характерным является выделение моделей потребителей топлива и энергии, топливоснабжения и электроэнергетики.

Опыт разработки и применения моделей развития топливно-энергетического комплекса района

Работы по моделированию и оптимизации ТЭК отдельных районов СССР активно начались с середины 60-х годов. В основу многих региональных моделей была положена так называемая производственно-распределительная модель ТЭК [1], которая уточнялась и приспоса-

бливалась к условиям развития районов и республик страны [5, 6, 7 и др.]. Эта модель, хотя и имеет ограниченные разрешающие возможности, используется в ряде случаев и в настоящее время на различных этапах предплановых исследований развития ТЭК районов. Одновременно рядом авторов [8, 9 и др.] разрабатывались модели ТЭК районов, учитывающие более широкий круг энергоэкономических зависимостей и более детально отдельных потребителей энергии.

Исследования по моделированию и оптимизации развития ТЭК проводятся практически во всех союзных республиках и для многих крупных экономических районов страны [5, 6, 10, 11, 12–15 и др.]. Здесь получен ряд интересных теоретико-методических и прикладных результатов. В частности, изучение ТЭК района как двухуровневой системы на примере ТЭК Прибалтики позволило предложить специальный алгоритм распределения между республиками общих ресурсов мазута и газа, поступающих в район [6, 12, 16, 17]. Другой подход, также основанный на двухуровневой схеме ТЭК района, развивается в Институте экономических исследований (Владивостокское отделение) Дальневосточного научного центра АН СССР [17].

В то же время эти исследования показали, что изучение условий развития ТЭК экономического района (республики) требует дальнейшего совершенствования используемых моделей, позволяющих проводить вариантный анализ особенностей оптимального развития ТЭК района при детальном учете энергоэкономических характеристик объектов — потребителей топлива и энергии и районных систем энергетических отраслей. Подход, обеспечивающий решение этих задач, был основан на блочном представлении систем ТЭК района [10]. Его основные положения изложены в предыдущих параграфах этой главы. Упрощенная модификация этого подхода на примере Таджикистана дана в [13].

Исследования условий развития ТЭК одной из республик позволили проверить на практике применимость блочной модели. В их основе лежал анализ возможных направлений развития ТЭК в зависимости от допустимых вариантов поступления в республику энергетических ресурсов и изменения их технико-экономических характеристик. Эти исследования позволили определить: структуру и необходимые размеры поступления топлива и электроэнергии как в республику в целом, так и в каждый выделенный район, город, зону; структуру и необходимые масштабы развития мощностей электростанций энергосистемы республики; внутрирайонные потоки топлива (по видам) и электроэнергии; замыкающие затраты на топливо и электроэнергию франко-потребитель с учетом режимной характеристики их использования; структуру и режим потребления энергоресурсов выделенными потребителями (крупными про-

мышленными предприятиями, электростанциями, промышленными и отопительными (котельными, коммунально-бытовыми установками и др.). В большей своей части полученные энергоэкономические характеристики явились качественно новыми результатами по сравнению с показателями, полученными на разработанных ранее моделях оптимизации развития ТЭК района. Остановимся на некоторых из них.

Одним из динамичных показателей развития ТЭК являются размеры использования в республике природного газа и мазута. На рис. 3 показаны тенденции использования этих энергоресурсов при увеличении потока природного газа в республику [18]. Потребление природного газа определяется рациональным объемом его потребления в каждом из сезонов года, при этом наблюдается расширение масштабов его использования.

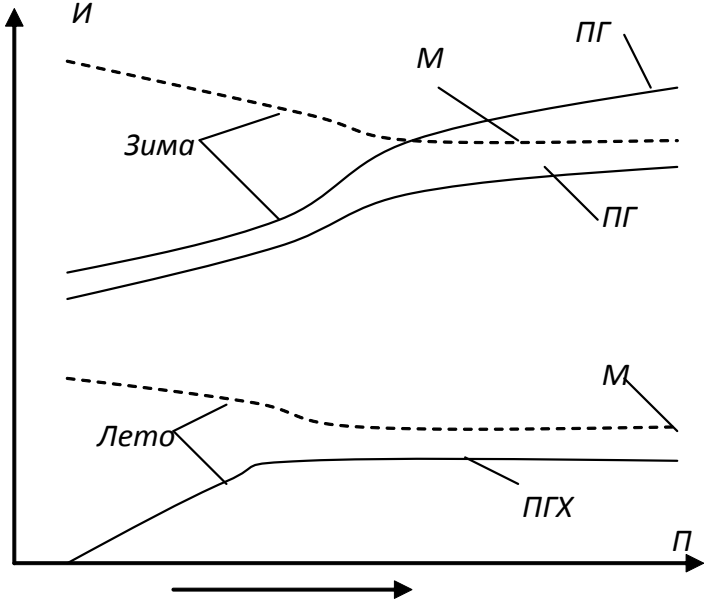


Рисунок 3. Тенденции использования в республике природного газа и мазута по сезонам года в зависимости от размеров поступления природного газа.

П — поступление в республику природного газа; И — использование в республике природного газа и мазута; ПГ — природный газ; М — мазут; ПГХ — подземное хранение газа.

Природный газ по мере увеличения поступления обеспечивает вытеснение из энергобаланса до 1/3 используемого мазута в первую очередь на электростанциях и крупных котельных. Он накапливается в газохранилище в летний период для регулирования повышенного его потребления зимой. Полученные характеристики отражают изменения общей структуры потребления энергоресурсов в соответствии с особенностями энергоснабжения республики. Они позволяют выработать стратегию развития ТЭК республики в соответствии с возможными ситуациями по стране в целом. В частности, весьма эффективен вариант перевода летом ТЭЦ нефтеперерабатывающих заводов на природный газ вместо традиционного круглогодичного сжигания мазута. Высвобождающийся мазут может использоваться в мелких отопительных котельных негазифицируемой зоны в зимний период.

Как известно, замыкающие затраты для отдельных районов страны, определенные в результате оптимизации ТЭК СССР, характеризуют лишь их средние значения, не учитывающие районные особенности [19, 20]. Оптимизация развития ТЭК республики позволила уточнить значения замыкающих затрат за счет анализа размеров и направлений внутрирайонных транспортных потоков и условий использования топлива и электроэнергии у замыкающих потребителей в разные сезоны года. Для рассматриваемой республики это приводит к заметному изменению соотношений замыкающих затрат на мазут и газ между восточными и западными ее частями и по сезонам года (табл. 1). Особенности формирования замыкающих затрат на электроэнергию в условиях республики, определяемые режимной характеристикой ее производства и потребления, проявились при их оценке для отдельных зон суточного графика и по ее зонам года в узлах нагрузки энергосистемы (табл. 2). При относительно малых колебаниях значений замыкающих затрат на электроэнергию в суточном разрезе изменения по сезонам года достигают 1,5. Такая дифференциация замыкающих затрат существенна при выборе рациональных схем энергоснабжения отдельных процессов и производств в республике.

Изменения условий развития ТЭК СССР в последние годы привели к существенному росту замыкающих затрат на отдельные виды топлива при относительно небольшом росте замыкающих затрат на электроэнергию. Сопоставление этих показателей, взятых по данным [20, табл. 2 и 4] и [19, табл. VI-I—VI-3], показывает, что значения замыкающих затрат возросли по сравнению с ранее имевшимися представлениями: на уголь в 1,5–2 раза, природный газ в 1,7–2 раза, мазут в 2–4 раза, электроэнергию в 1,1–1,4 раза. В ряде ОЭЭС замыкающие затраты на электроэнергию, используемую в ночные часы, даже снизились.

Таблица 1. Изменение замывающих затрат на некоторые основные энергоресурсы в республике (в относительных единицах).

Части республики	Уголь		Природный газ		Мазут		Электроэнергия	
	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето
Города:								
восточный 1	1,12	1,06	1,12	1,00	1,13	1,06	1,55	1,07
восточный 2	1,12	1,00	1,14	1,02	1,11	1,03	1,54	1,08
западный 1	1,11	1,00	1,16	1,03	1,11	1,03	1,52	1,00
западный 2	1,13	1,01	1,19	1,07	1,08	1,00	1,51	1,02
Зоны:								
восточная I	1,29	1,21	1,12	1,00	1,20	1,13	1,79	1,28
восточная II	1,53	1,42	1,13	1,01	1,32	1,24	1,73	1,26
западная I	1,30	1,18	1,16	1,03	1,19	1,11	1,76	1,20
западная II	1,30	1,19	1,18	1,06	1,18	1,10	1,75	1,23

Таблица 2. Изменение замыкающих затрат на электроэнергию по некоторым узлам нагрузки энергосистемы республики (в относительных единицах).

Узел нагрузки	Зима		Лето	
	Пик	База	Пик	База
Западный 1	1,63	1,48	1,01	1,00
Западный 2	1,72	1,52	1,06	1,04
Западный 3	1,68	1,49	1,02	1,01
Восточный 1	1,73	1,53	1,33	1,09
Восточный 2	1,68	1,50	1,29	1,06

Таблица 3. Электротопливные коэффициенты районов республики при исходных и повышенных значениях замыкающих затрат на топливо и электроэнергию, тыс. кВт.ч/т условного топлива[9].

Значения замыкающих затрат	Средний по республике	Районы			
		промышленные	курортные	удаленные с потреблением	
				сконцентрированным населением	рассредоточенным населением
Исходные	1,20	0,9–2,8	1,3–1,5	1,0–1,1	1,2–1,3
Повышенные	1,25	0,9–2,9	1,4–1,6	1,1–1,2	1,6–1,8

[9] В качестве исходных и повышенных значений замыкающих затрат принимались данные, отвечающие соответствующим показателям [20, табл. 2 и 4] и [19, табл. VI-I — VI-3]

Эти изменения оказывают влияние на размеры потребления в республике мазута и уровень электрификации народного хозяйства. Так, оптимизация развития ТЭК республики при повышенных значениях замыкающих затрат обеспечивает снижение потребления нефтепродуктов — мазута, дистиллята и сжиженного газа — соответственно округленно на 5, 60 и 20%. Сокращение использования сжиженного газа и дистиллята происходит в коммунально-бытовом секторе, в процессах пищеприготовления, а также отопления и горячего водоснабжения от индивидуальных установок. При этом одновременно в этом секторе примерно на 18% повышается уровень потребления электроэнергии. Повышение уровня электрификации, связанного с отмеченными выше факторами, заметно и при анализе электротопливного коэффициента (табл. 3). Как видно, уровень электрификации растет тем сильнее, чем сложнее условия энергоснабжения районов республики.

Разработанная модель развития ТЭК республики позволяет выбрать оптимальные схемы энергоснабжения всех групп потребителей для каждого из выделенных городов и сельскохозяйственных зон. Оптимальная структура расхода топлива и электроэнергии была получена по каждому энергопотребляющему процессу и группе установок. Детальные исследования условий энергоиспользования конкретными группами потребителей, выполненные на модели, позволили установить рациональную перспективную структуру и масштабы потребления энергии в республике при обеспечении экономии наиболее ценных энергоресурсов. В результате был достигнут годовой экономический эффект от внедрения рассмотренной модели, исчисляемый в несколько миллионов рублей приведенных затрат. В то же время рассмотренный подход выдвигает повышенные требования к исследованию состояния и направлений развития энергетического хозяйства района и полноте исходной информации.

Литература

1. «Оптимизация развития топливно-энергетического комплекса» — М.: Энергоиздат. 1981.

2. Основные методические положения оптимизации развития и размещения производства/ Под ред. А. Г. Аганбегяна и Н. П. Федоренко. — М.: Наука, 1978.

3. Панкратов Б. К. Алгоритм для расчета перспективных нагрузок энергосистем. — В кн.: Технико-экономические вопросы развития энергетических систем и построение топливно-энергетических балансов. — М.: Наука, 1971.

4. Определение оптимальной структуры перспективного энергетического баланса с использованием электронных вычислительных машин. Ю. А. Кузнецов, Л. А. Мелентьев, А. П. Меренков, А. С. Некрасов. — Теплоэнергетика, 1962, № 5, с. 3–10.

5. Математические методы и модели в планировании нефтеперерабатывающей промышленности/ Отв. ред. Б. П. Суворов.— М.: Наука, 1967.

6. Оптимизация топливно-энергетического баланса районов с помощью их энергоэкономических характеристик/ АН ЭССР. Таллин, 1975.

7. Рубин М. А. Оптимизация топливно-энергетического баланса района. В кн.: Вопросы развития энергетики. М.: Наука. 1964.

8. Браилов В. П., Денисов В. И., Захарин А. Г. Формулировка задачи оптимизации системы топливо- и энергоснабжения района.— В кн.: Технико-экономические расчеты в энергетике. — М., 1965.

9. Ханаева В. Н. Модели и методы оптимизации развитиятопливно-энергетического хозяйства района. — В кн.: Экономико-географические проблемы формирования территориально-производственных комплексов Сибири. — Новосибирск, 1969.

10. Блочная модель энергетического хозяйства республики/ В. В. Гигиберия, Ю. С. Кретинина, А. С. Некрасов и др. — В кн.: Современные проблемы энергетики. — Часть 1. — Киев: 1973, с. 34–35.

11. Вопросы оптимизации топливно-энергетического баланса Украины. Киев: Наукова думка, 1973.

12. Проблемы развития энергетики Северо-Запада СССР. — Рига: Зинатне, 1971.

13. Разыков В. А., Ахророва А. Д. Экономико-математическое моделирование энергетического хозяйства союзной республики.—М.: Наука, 1977.

14. Хачатурян Р. А. Вопросы методологии перспективного развития энергетического хозяйства экономического района. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1977, № 2, с. 107–118.

15. Хачатурян Р. А. Об учете специфики отдельных районов при оптимизации энергетического хозяйства. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1974, № 2, с. 20–25.

16. Вааг Л. А., Захаров С. Н. Методы экономической оценки в энергетике. — М.: Госэнергоиздат, 1962.

17. Методы и модели согласования иерархических решений/ Отв. ред. А. А. Макаров. — Новосибирск: Наука, 1979.

18. Хачатурян Р. А., Чурквеидзе Ш. С. Опыт решения задач большой размерности на ЭВМ среднего класса. — Экономика и математические методы, 1976, т. XII. вып. 5, с. 25–30.

19. Руководящие указания к использованию замыкающих затрат на топливо и электрическую энергию. — М.: Наука, 1973.

20. Макаров А. А., Вигдорчик А. Г. Топливно-энергетический комплекс. — М.: Наука, 1979.

Среднесрочный прогноз структуры энергетического баланса [10]

Исходные положения

В последнее время большое внимание уделяется повышению степени сбалансированности планов на базе совершенствования системы натуральных и стоимостных балансов, улучшению организации и методов разработки, сокращению сроков их подготовки. Это в полной мере относится к планированию энергетического комплекса (ЭК), прежде всего к годовому и среднесрочному.

Составление среднесрочных планов топливо- и энергоснабжения народного хозяйства основывается на энергетическом балансе (ЭБ). Он требует количественного соответствия между приходом и расходом энергии и включает систему показателей от добычи (производства) энергетических ресурсов (ЭР) до их конечного потребления. Приходная часть ЭБ отражает объемы распределяемых ресурсов, расходная — потребление ЭР по направлениям.

Потребность в энергетических ресурсах в плановом ЭБ, как правило, определяют методом прямого счета исходя из запланированных объемов производства продукции и удельных расходов ЭР. На первом этапе разработки планового энергетического баланса выявление потребности в ЭР и возможности ее удовлетворения проводятся как независимые друг от друга операции, поэтому возникают невязки. Основная задача последующих этапов состоит в их ликвидации путем корректировки предполагаемых объемов производства и потребления ЭР.

Такая процедура построения ЭБ многоитерационна, трудоемка и требует больших затрат времени. Одним из путей совершенствования методики планирования энергетического баланса является составление прогноза его структуры исходя из сложившихся тенденций, условий их формирования и развития. Главная цель такой работы — создание прогнозного ЭБ, который послужит начальной оценкой планового энергетического баланса, облегчит и ускорит получение его окончательного варианта.

Информационной базой для решения этой задачи может быть ежегодная статистическая отчетность. Возможность ее использования для прогнозирования связана с инерционностью развития ЭК. Так, нормативные сроки строительства объектов в энергетике находятся в основном в пределах 4–6 лет; от времени принятия решения о строительстве объекта до ввода в эксплуатацию проходит примерно

[10] Ж. «Экономика и математические методы». АН СССР. 1983, №6. Соавторы: Кушнир Ю.Е., Полянская Т.М.

5–8 лет; для новой техники эти сроки удлиняются до 10–12 лет. Поэтому инерционность систем энергетики на 5-летнем отрезке времени очень значительна. Для новых средств научно-технического прогресса она возрастет примерно до 10 лет [1]. Необходимость создания соответствующей материальной базы энергетики еще более удлиняет эти сроки. Поэтому с уверенностью можно утверждать, что при стабильности тенденций развития энергетики глубина прогноза, опирающегося на имеющиеся статистические данные, может достигать 10–12 лет. При смене тенденций новые проявления будут постепенно накапливаться в течение этого интервала, причем в первые 5–7 лет в структуре ЭК сохранятся основные взаимосвязи и тенденции, сложившиеся к началу прогнозного периода. Для более отдаленных лет влияние новой тенденции возрастает и соответственно увеличивается ошибка прогноза. Для этого случая следует ограничиться 5–7 годами.

Для получения достоверного прогноза применяемая модель должна обеспечивать возможность использования свежей информации с целью «отслеживания» структурных изменений и выявления новых тенденций развития ЭК.

В энергетике СССР с середины 70-х годов происходит изменение тенденций развития отдельных отраслей и структуры ЭБ в целом. Главными факторами являются: сокращение прироста добычи нефти в общем приросте производства энергоресурсов и значительное повышение ее стоимости; продолжающееся возрастание доли природного газа в ЭБ страны; рост эффективности экспортных поставок нефти и природного газа; увеличение роли угля и ядерной энергетики. Учитывая свойства инерционности ЭК, представляется правомочным ежегодно разрабатывать прогноз структуры ЭБ на основе статистической отчетности на период, не превышающий 5–7 лет.

Анализ существующей статистической отчетности о добыче (производстве), переработке, преобразовании и потреблении ЭР [2] показал, что для формирования информационной базы такого прогноза целесообразно применять: отчетный ЭБ по статистическим формам 1—ТЭБ и 1—РТЭ; отчет о выполнении норм и заданий по среднему снижению норм расхода топлива, электро- и теплоэнергии (форма 11—СН) и приложение 1 к нему (о фактическом расходе котельно-печного топлива на производство отдельных видов продукции и работ); балансы распределения по отдельным видам ЭР; отчеты о добыче (производстве) и остатках ЭР.

Отчетный энергетический баланс впервые был разработан в 1960 г.; начиная с 1965 г. он составляется периодически раз в 5 лет в конце пятилетки. Его приходная часть (ресурсы к распределению) отражает объемы добычи, импорта, запасов на начало года, прочих поступлений

ЭР; расходная часть включает их потребление по целевому назначению (на производство тепла и электроэнергии, непосредственное потребление, нетопливные нужды, переработку, экспорт и т. п.), по хозяйственным и «чистым» отраслям.

Достоинствами информации отчетного ЭБ являются полнота набора энергетических ресурсов, представительность структуры расходной части. К недостаткам следует отнести пятилетний период ее получения, несопоставимость отдельных элементов расходной и приходной частей для различных лет. В связи с этим из отчетного баланса не удается сформировать сопоставимые исходные временные ряды. Возможно лишь проводить сравнение структурных изменений сопоставимых элементов балансов за разные годы.

В статистической форме 11—СН показан расход только котельно-печного топлива, тепла и электроэнергии на производство основных видов промышленной продукции. Эта форма не охватывает полного потребления ЭР и, следовательно, несопоставима с отчетным ЭБ. Обобщение статистических отчетов по отдельным видам энергетических ресурсов — балансов распределения и производства (добычи) — не дает достаточного представления о процессах энергоснабжения страны. Поэтому для среднесрочного прогноза предлагается строить специальные информационные ЭБ, используя сопоставимую статистическую отчетность. Они имеют неизменный во времени состав приходной и расходной частей за достаточный для среднесрочного прогноза 15-летний период, характеризующийся единой структурой энергетического баланса и сопоставимостью показателей.

Приходная часть информационного ЭБ в основных своих элементах отвечает приходной части отчетного ЭБ, расходная соответствует агрегированной отраслевой структуре. Она содержит расходы ЭР на производство тепла и электроэнергии, на транспорте, в жилищно-коммунальном хозяйстве, сельскохозяйственном производстве, промышленности, прочих отраслях народного хозяйства, на экспорт, остатки ЭР на конец года. При привлечении дополнительных статистических данных расходная часть информационного ЭБ может быть уточнена согласно структуре показателей отчетных и плановых балансов. Его элементы представляются в натуральном и условном (тонны условного топлива) выражении. Структуры прогнозного и информационного баланса аналогичны.

Разное целевое назначение отдельных ЭР и связанная с этим различная степень их взаимозаменяемости у потребителей делает целесообразным деление всего множества ресурсов на три группы: котельно-печное (в том числе тепло- и электроэнергия), моторное и технологическое топливо. Исследование тесноты взаимосвязей между ЭР, включенными в одну группу, и между ресурсами разных

групп подтвердило корректность предложенной группировки (табл. 1). Это позволяет выделить в информационном ЭБ несколько подматриц, для каждой из которых могут быть проведены независимый анализ взаимосвязей производства и потребления ЭР и прогнозирование их перспективной структуры. Далее осуществляется композиция этих независимых подматриц. Такой подход существенно сокращает размерность общей задачи.

Таблица 1. Корреляционная матрица взаимосвязей объемов производства некоторых ЭР.

Энергетические ресурсы (ЭР)	Уголь	Газ	Электро-энергия	Моторное топливо	Технологическое топливо
Уголь	0,98 *	0,42	0,35	0,08	0,01
Газ		0,98	0,45	0,18	-0,06
Электроэнергия			0,98	0,04	0,12
Моторное топливо				0,98	0,37
Технологическое топливо					0,98

** При расчетах коэффициента корреляции используется несмещенная оценка дисперсии.*

Методология построения прогнозного ЭБ рассмотрена ниже на примере расширенной группы котельно-печного топлива, наиболее сложной по своим взаимосвязям. Для других групп она аналогична.

Постановка задачи

Матрица ИЭБ может быть представлена двумя способами:

уравнениями строк

$$x_{i.}^{y}(t) = \sum_{j=1}^{R} x_{ij}^{y}(t) \qquad (1)$$

и уравнениями столбцов

$$x_{.j}^{y}(t) = \sum_{i=1}^{N} x_{ij}^{y}(t), \qquad (2)$$

где $x_{i.}^{y}(t)$ — значение приходной части ЭБ по энергетическому ресурсу i, i=1,..., N, в условных единицах для года t; $x_{ij}^{y}(\mathrm{t})$ — объем ресурса i, используемый потребителем j, j = 1, ..., R; $x_{.j}^{y}(t)$ — суммарное потребление ЭР потребителем j в году t; $x_N(t) = \sum_{i=1}^{N} x_{i.}^{y}(t)$ — суммарное потребление всех ЭР в году t; N — количество ЭР; R — число потребителей ЭР в ЭБ.

Выражение (1) отражает распределение, (2) — использование ЭР отдельными потребителями. При формировании планового ЭБ основными факторами, подлежащими учету, являются приоритеты потребителей, действующие при распределении ЭР, и возможная взаимозаменяемость ресурсов. Поэтому представляет интерес оценка воздействия этих факторов на формирование прогнозного ЭБ на основе анализа динамики информационного ЭБ. Для этого необходимо исследовать два множества структурных характеристик.

$$\rho_{ij}^{(1)}(t) = \frac{x_{ij}^{y}(t)}{x_{i.}^{y}(t)}, i = 1, \dots, N,$$
$$\rho_{ij}^{(2)}(t) = \frac{x_{ij}^{y}(t)}{x_{.j}^{y}(t)}, j = 1, \dots, R.$$

Первая из них характеризует распределение ЭР, вторая — обеспечение потребности в них каждого потребителя. Анализ и прогноз этих структур позволяет оценить элементы двух балансов по следующей схеме:

возможность получения ЭР

прогноз $\rho_{ij}^{1}(T+\tau) \rightarrow$ прогноз $x_{i.}^{Y}(T+\tau) \rightarrow x_{ij}^{Y(1)}(T+\tau)$,

потребность в ЭР

прогноз $\rho_{ij}^{2}(T+\tau) \rightarrow$ прогноз $x_{.j}^{Y}(T+\tau) \rightarrow x_{ij}^{Y(2)}(T+\tau)$,

где T — индекс последнего года временного ряда, совпадающий с числом наблюдений, τ — интервал прогнозирования.

При таком подходе среднесрочное прогнозирование ЭБ предполагает анализ и прогноз первого и второго множеств структурных характеристик ЭБ, определение энергетических ресурсов и потребности в них. Эти задачи взаимосвязаны, но могут рассматриваться и независимо.

Прогноз ресурсов и потребности позволяет перейти к формированию, прогнозного ЭБ, а учет тенденций распределения и потребления ЭР — очертить обоснованную область возможных значений элементов этого баланса. В результате получается не обычный интервальный прогноз, построенный на предположении о вероятностном рассеивании фактических значений ЭБ относительно усредненных основных тенденций, а содержательно интерпретируемая область возможных значений показателей, характеризующая невязку между условиями

распределения и фактическим потреблением ЭР. Другими словами, строится некоторая статистически обоснованная оценка, невязки, возникающей при составлении планового ЭБ.

Следовательно, необходимо подобрать модели, описывающие динамику рядов $\rho_{ij}^{(1)}(t)$, $\rho_{ij}^{(2)}(t)$, $x_{i.}^{y}(t)$, $x_{.j}^{y}(t)$ так, чтобы выполнялись соотношения:

$$\rho_{ij}^{(1)}(t) = f_{ij}^{(1)}\left(t, F_{ij}^{(1)}, \theta_{ij}^{(1)}\right) + \varepsilon_{ij}^{(1)}(t), \quad \sum_{j=1}^{R} f_{ij}^{(1)}\left(t, F_{ij}^{(1)}, \theta_{ij}^{(1)}\right) = 1, \tag{3}$$

$$\rho_{ij}^{(2)}(t) = f_{ij}^{(2)}\left(t, F_{ij}^{(2)}, \theta_{ij}^{(2)}\right) + \varepsilon_{ij}^{(2)}(t), \quad \sum_{i=1}^{N} f_{ij}^{(2)}\left(t, F_{ij}^{(2)}, \theta_{ij}^{(2)}\right) = 1, \tag{4}$$

$$x_{i.}^{y}(t) = f_{i.}(t, F_{i.}, \theta_{i.}) + \varepsilon_{i.}(t), \quad \sum_{i=1}^{N} f_{i.}(t, F_{i.}, \theta_{i.}) = \sum_{j=1}^{R} f_{.j}\left(t, F_{.j}, \theta_{.j}\right), \tag{5}$$

$$x_{.j}^{y}(t) = f_{.j}\left(t, F_{.j}, \theta_{.j}\right) + \varepsilon_{.j}(t), \quad \sum_{i=1}^{N} f_{i.}(t, F_{i.}, \theta_{i.}) = \sum_{j=1}^{R} f_{.j}\left(t, F_{.j}, \theta_{.j}\right), \tag{6}$$

где $f_{ij}^{(k)}\left(t, F_{ij}^{(k)}, \theta_{ij}^{(k)}\right), k = 1, 2, f_{i.}(t, F_{i.}, \theta_{i.}), f_{.j}\left(t, F_{.j}, \theta_{.j}\right)$ — функции, описывающие основные тенденции изменения структуры распределения и потребления, а также суммарных объемов ресурсов и потребности в ЭР; $F_{ij}^{(k)}, F_{i.}, F_{.j}$ — набор объясняющих факторов, характеризующих динамику временных рядов; $\theta_{ij}^{(k)}, \theta_{i.}, \theta_{.j}$ — векторы неизвестных параметров; $\varepsilon_{ij}^{(2)}(t), \varepsilon_{i.}(t), \varepsilon_{.j}(t)$ — случайные составляющие, показывающие воздействие случайных факторов на формирование ряда. Предполагается такой выбор функций, отражающих эти тенденции, что $\mathrm{E}\varepsilon_{ij}^{(2)}(t) = 0, \mathrm{E}\varepsilon_{i.}(t) = 0, \mathrm{E}\varepsilon_{.j}(t) = 0$, где E — символ математического ожидания.

Выбор модели

Преобладающими методами среднесрочного прогнозирования экономических процессов в настоящее время являются статистические — трендовые, регрессионные, авторегрессионные, адаптивные модели и менее разработанные системы структурных уравнений. Это связано с тем, что экономические показатели отражают, как отмеча-

лось выше, инерционные процессы, а также сложившиеся структурные взаимосвязи, сформированные под воздействием ряда внешних факторов, которые сохраняют свое влияние в ближайшем будущем. Упомянутые методы использованы и в настоящей работе для построения прогнозного ЭБ.

Выбор, например, между регрессионными методами и структурными уравнениями определяется существованием зависимости между объясняющими факторами. Система структурных уравнений применяется, когда возникает необходимость учета взаимосвязей элементов информационного ЭБ, зависимости объясняющих факторов, а регрессионные методы — в случае независимости факторов.

В рассматриваемой постановке при выборе адекватной модели требуется: найти вид функции $f_{ij}^{(k)}(\cdot),\ f_{i\cdot}(\cdot),\ f_{\cdot j}(\cdot), i = 1, \ldots, N; j = 1, \ldots, R; k = 1, 2$; построить набор факторов-аргументов $F_{ij}^{(k)}, F_{i\cdot}, F_{\cdot j}$; оценить неизвестные параметры $\theta_{ij}^{(k)}, \theta_{i\cdot}, \theta_{\cdot j}$; проверить адекватность получаемых уравнений фактическим временным рядам; найти прогнозные значения факторов-аргументов и область возможных значений показателей прогнозного ЭБ.

Определение вида функции проводится на основе анализа временных рядов и проверки адекватности модели, когда из множества возможных функций выделяются более соответствующие фактическому ряду.

Выделение множества объясняющих факторов при малых выборках, как в данном случае, можно проводить либо путем получения выборочных коэффициентов корреляции, либо построением различных вариантов регрессионных уравнений с последующей проверкой по F-критерию значимости выделенных факторов. Достоинством первого метода является простота вычисления, недостатком — необходимость удовлетворения условию случайности выборки. При втором методе возрастают вычислительные сложности, поскольку каждый раз нужно определять параметры уравнения регрессии, но при этом появляется возможность исследовать адекватность модели фактическому временному ряду, поэтому в работе применяется, главным образом, второй подход.

Анализ временных рядов показал, что в качестве исходного набора объясняющих факторов лучше исследовать не абсолютные, а относительные характеристики матриц (1), (2). Это связано с тем, что для оценки взаимосвязей ЭР, как отмечалось выше, необходимо соблюдение условия случайности обрабатываемой последовательности. Кроме того, корректный прогноз воздействия случайных факторов на формирование основных тенденций требует стационарности обрабатываемого ряда. Предлагаются следующие возможные объясняющие факторы:

$$y_{i\cdot}(t) = x^{y}_{i\cdot}(t)/x^{y}_{i\cdot}(t-1), \quad (7)$$

$$y_{\cdot j}(t) = x^{y}_{\cdot j}(t)/x^{y}_{\cdot j}(t-1), \quad (8)$$

$$y_N(t) = x_N(t)/x_N(t-1), \quad (9)$$

$$\rho_{i\cdot}(t) = x^{y}_{i\cdot}(t)/x_N(t), \quad (10)$$

$$\rho_{\cdot j}(t) = x^{y}_{\cdot j}(t)/x_N(t), \quad (11)$$

$$\tilde{\rho}_{ij}(t) = x^{y}_{ij}(t)/x_N(t), \quad (12)$$

где $y_{i\cdot}(t)$, $y_{\cdot j}(t), y_N(t)$ — темпы изменения соответственно объемов ресурса *i*, потребности потребителя *j* и суммарного потребления всех ЭР в году *t* относительно года $(t-1)$; $\rho_{i\cdot}(t)$ — доля ресурса *i* в суммарном потреблении ЭР; $\rho_{\cdot j}(t)$ — доля потребителя *j* в суммарном потреблении ЭР; $\tilde{\rho}_{ij}(t)$ — доля ресурса *i*, использованного потребителем *j* в суммарном потреблении ЭР.

Кроме (7)–(12) для каждого элемента структуры $\rho^{(k)}_{ij}(t)$ в качестве возможных объясняющих факторов применяются все остальные элементы данной структуры.

Методы оценки неизвестных параметров функций неразрывно связаны с критериями соответствия модели фактическому временному ряду. Анализ некоторых из этих критериев приведен в [3]. Наибольшее распространение получил метод наименьших квадратов (МНК) в силу простоты реализации и полезных свойств получаемых при этом оценок (несмещенность, состоятельность и эффективность), при выполнении нескольких условий, изложенных, например, в [4].

Анализ адекватности модели фактическому временному ряду можно проводить на основании:

• проверки исходных условий применимости используемых методов. С этой целью проводятся следующие расчеты: исследование $\varepsilon^{(k)}_{ij}(t), \varepsilon_{i\cdot}(t), \varepsilon_{\cdot j}(t)$ на соответствие случайному процессу; выявление автокорреляции ряда остатков $\varepsilon^{(2)}_{ij}(t), \varepsilon_{i\cdot}(t), \varepsilon_{\cdot j}(t)$ (критерий Дарбина—Уотсона); проверка значимости объясняющих факторов, значимости различия дисперсий основной и контрольной выборки. Варианты моделей, где происходят нарушения условий, рассматривать не имеет смысла;

• сравнения значений критерия соответствия различных моделей фактическому временному ряду;

• ретроспективного анализа, при котором одна часть выборки (основная) берется для определения вида функции, объясняющих факторов, неизвестных параметров модели, а вторая (контрольная) сопоставляется с прогнозом, построенным по модели. Мера расхождения прогноза и фактического временного ряда является критерием адекватности модели.

Для анализа каждого временного ряда $\rho^{(k)}_{ij}(t)$ выявляются: дисперсии остаточная и прогнозная, коэффициенты вариации основной выборки и контрольной.

Перечисленные соотношения определяют качество модели и используются при сравнении различных ее вариантов. В описываемой задаче при выборе модели применялись все эти критерии.

Наряду с формальными подходами для выбора модели важен качественный анализ при сравнении ее вариантов, особенно при отборе объясняющих факторов. На этом этапе следует учитывать специфику рассматриваемого объекта, его характерные свойства, привлекать опытных экспертов для выбора факторов и т. п. Это необходимо для того, чтобы отобрать не только формально лучший и удовлетворяющий ограничениям вариант, но и имеющий корректную качественную интерпретацию.

При выборе адекватной модели возникает проблема допустимой погрешности получаемых конечных результатов. Ее величина зависит от погрешности исходной информации, погрешности выбора модели, а также точности используемых методов и вычислительной техники. Как известно, любые методы при условии правильности выбора модели не гарантируют от ошибок, меньших погрешности исходной информации.

Оценить погрешность формирования данных статистической отчетности по ЭК, к сожалению, не представляется возможным. Информация позволяет установить лишь погрешность определения качества ЭР. Для некоторых видов ЭР она приведена в табл. 2, из которой видно, что максимальная погрешность составляет примерно 4%. С помощью этой величины предлагается приближенно оценить погрешность исходной информации. Погрешности, вносимые применяемыми методами и вычислительной техникой, как правило, не превышают 1%. Соответственно допустимая погрешность прогнозирования оценивается в 4–5%.

Таблица 2. Относительная погрешность определения качества ЭР, %.

Ресурс	Годы		
	1965	1970	1975
Уголь	0,8	4,3	3,9
Природный газ (включая попутный)	1,0	0,9	0,8

В [5] содержатся ориентировочные эмпирические оценки погрешности прогнозирования, найденные на основе опыта разработки прогноза в зависимости от степени агрегирования изучаемых показателей и интервала упреждения. Для рядов приходной части информационного ЭБ и потребности в ЭР по отраслям народного хозяйства такие оценки составляют 2–4%, т. е. они близки полученным оценкам погрешности исходной информации. Элементы структуры информационного ЭБ с менее агрегированными показателями при ретроспективном анализе могут иметь допустимую погрешность несколько больше ука-

занной величины. Это подтверждает правильность выбора величины погрешности прогноза.

Прогноз значений объясняющих факторов связан с прогнозом ресурсов и потребности, а также структур $\left(x_{i\cdot}^{y}(T+\tau),\ x_{\cdot j}^{y}(T+\tau),\ \rho_{ij}^{(k)}(T+\tau)\right)$. Учитывая инерционность ЭК на пятилетнем интервале упреждения, для этих целей предлагается применять трендовые модели. Методология выбора модели, одинаковая для прогнозирования объемов ЭР и потребности в них, подробно изложена в [6]. Рассмотрим ее на примере прогнозирования объемов ресурсов. Она состоит в том, что в исходных временных рядах необходимо выделить основную тенденцию (тренд), проверить ряд остатков на соответствие случайному процессу, оценить параметры его распределения.

При изменении тенденции во временных рядах нужно выделять периоды, характеризуемые разными тенденциями, и для прогнозирования использовать тенденцию последних лет. Возможность «отслеживания» постепенного перехода на новую тенденцию является, как отмечалось, одним из важных требований, предъявляемых к выбору модели.

С учетом этого для аппроксимации трендов при прогнозировании значений объясняющих факторов проверялись линейная, гиперболическая и степенная функции и брались следующие модели: трендовая, авторегрессионная порядка λ и взаимосвязей ЭР.

Эти модели позволяют «отслеживать» постепенный переход на новую тенденцию, так как исходные временные ряды увеличиваются за счет поступления новой фактической, а не прогнозной информации о функционировании ЭК. Поскольку последние наблюдения наиболее значимы в модели, их учет даже при начальных проявлениях новых тенденций может изменить характер формирования прогнозных значений указанных факторов.

Таблица 3. Относительная погрешность отдельных вариантов моделей оценки объемов распределения и потребления ЭР, %.

Время	Уголь				Производство тепла и электроэнергии		
	Трендовая	Авторегрессионная, порядка		Взаимосвязей ЭР	Трендовая	Авторегрессионная, порядка $\lambda = 3$	Взаимосвязей ЭР
		$\lambda = 1$	$\lambda = 3$				
$T_1 + 1$	1,2	0,1	-0,3	0,1	-2,3	-2,1	-2,6
$T_1 + 2$	1,5	0,3	-1,1	0,2	-4,5	-3,9	-5,4
$T_1 + 3$	2,8	2,2	0,8	2,1	-3,7	-0,7	-3,1
$T_1 + 4$	2,9	2,6	1,7	2,5	-2,5	-0,4	-2,6
$T_1 + 5$	4,1	3,9	3,0	3,8	-2,8	0,9	-2,6

Для сравнения эффективности перечисленных моделей по каждой из них проводился ретроспективный анализ и оценивалось соответствие описанных выше характеристик модели фактическим временным рядам. В качестве примера в табл. 3 показаны результаты такого анализа для ресурсов угля и суммарной потребности в топливе при производстве тепла и электроэнергии, а в табл. 4 — результаты прогноза производства электроэнергии.

Таблица 4. Прогноз производства электроэнергии.

Годы	Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч	
	фактически [7, 8]	прогноз
1979	1238	1241
1980	1293,7	1284,1
1981	1325	1324,6
1982	1366	1358

Независимый прогноз тенденций временных рядов объемов ресурсов, потребности в ЭР, их распределения и потребления с помощью моделей (3)–(6) позволяет получить область возможных значений показателей прогнозного ЭБ. Для определения наиболее вероятной реализации исследуются совместно тенденции распределения и потребления ЭР. В табл. 5 в качестве примера приведена погрешность такого прогноза для расхода природного газа на производство тепла и электроэнергии (I структура — распределения, II — потребления).

В моделях (3) —(6) условия

$$\sum_{j=1}^{R} f_{ij}^{(1)}(\cdot) = 1, \sum_{i=1}^{N} f_{ij}^{(2)}(\cdot) = 1, \sum_{i=1}^{N} f_{i\cdot}(\cdot) = \sum_{j=1}^{R} f_{\cdot j}(\cdot)$$

отвечают требованиям соблюдения баланса при распределении и потреблении ЭР и соответствия между объемами ресурсов и потребности. Для исходных временных рядов $\rho_{ij}^{(k)}(t),\ x_{i\cdot}^{y}(t),\ x_{\cdot j}^{y}(t),\ k = 1, 2; t = 1, \ldots, T$, эти требования выполняются автоматически в соответствии с характером формирования рядов. Выявлено, что при прогнозе на 10–15 лет на основе структурных моделей баланс сохраняется, поэтому для исследуемых временных рядов $\rho_{ij}^{(k)}(t),\ k = 1, 2$, в (3) и (4) ограничения не учитываются. Поскольку необходимо получить лишь область возможных значений показателей прогнозного ЭБ, жесткое выполнение условия $\sum_{i=1}^{N} f_{i\cdot}(\cdot) = \sum_{j=1}^{R} f_{\cdot j}(\cdot)$ необязательно. Однако нужно, чтобы

между объемами ресурсов и потребностью в них не возникала невязка больше 4–5 %. Так как (5), (6) характеризует динамику $x_N(t)$, более агрегированного показателя, чем $x_i^y(t)$, $x_j^y(t)$, допустимая величина невязки может быть уменьшена до 2–4 %. Таким образом, должно выполняться соотношение.

Проверка этого неравенства на интервале упреждения в 7 лет показала его корректность для всего периода, и более сложные методы учета условий сбалансированности для изучаемых временных рядов не применялись.

Таблица 5. Относительная погрешность прогноза, %.

Время	Значение погрешности		
	I структура	II структура	совместная структура
$T_1 + 1$	-0,5	0,4	-0,1
$T_1 + 2$	-0,7	2,4	2,3
$T_1 + 3$	-0,8	2,9	0,8
$T_1 + 4$	-1,9	4,1	0,6
$T_1 + 5$	-2,6	3,5	1,8

При использовании регрессионного анализа необходимо иметь в виду такую особенность ЭБ, как взаимозаменяемость ресурсов и возникающую в связи с этим взаимозависимость его элементов. Это требует применения методов одновременных уравнений. Такое исследование для взаимосвязанных элементов информационного ЭБ было проведено с помощью двухшагового МНК. Анализ показал, что оценки, полученные на основе обычного и двухшагового МНК, различаются незначимо. Объяснением может служить то, что анализ (7)–(12) частично устраняет зависимости между элементами баланса, а в уравнениях учитывается не больше двух-трех факторов-аргументов.

Реализация

На основе предлагаемой методики среднесрочного прогнозирования структуры энергетического баланса построена регрессионная модель и с ее помощью получены прогнозные энергетические балансы на пятилетний период. Ниже в качестве примера описания приходной части ЭБ приведены прогнозные регрессионные уравнения для добычи нефти и природного газа

$$y_{\text{i}} = 1,16 - 0,005t + \sum_{r=1}^{3} b_r \varepsilon\left(t - r\right),$$

где $b_1 = -0{,}716$; $b_2 = 0{,}004$; $b_3 = -0{,}0008$; b_r — коэффициенты авторегрессионного уравнения

$$y_{\text{ã}} = 1{,}14 - 0{,}003t - 0{,}85\varepsilon(t-1).$$

В табл. 6 показаны результаты применения этих уравнений. Как видно из таблицы, они обеспечивают хорошее соответствие полученных прогнозных значений фактическим и плановым показателям.

Таблица 6. Прогноз добычи нефти и природного газа.

Годы	Объемы добычи			
	нефть, млн. т		природный газ, млрд. м^3	
	фактические и плановые показатели	прогноз	фактические и плановые показатели	прогноз
1982	613*	625	501*	506
1983	619**	629	529**	538
1985	620–645***	636	600–640***	610

**См. [8]. Здесь и далее данные по нефти включают газовый конденсат.*
***Годовой план см. [9].*
****Контрольные цифры см [10].*

Описание расходной части иллюстрируется на примере расхода природного газа на производство тепла и электроэнергии — $x^y_{21}(t)$. Элемент первой структуры $\rho^{(1)}_{21}(t) = x^y_{21}(t)/x^y_{2.}(t)$ характеризует тенденцию выделения природного газа на производство тепла и электроэнергии, элемент второй структуры $\rho^{(2)}_{21}(t) = x^y_{21}(t)/x^y_{.1}(t)$ — долю природного газа в покрытии потребности в ЭР при производстве тепла и электроэнергии. Среди исходного множества факторов при формальном анализе выбраны:

для $\rho^{(2)}_{21}(t)$ $$\rho^{(2)}_{21}(t) = 0{,}67 - 0{,}26\rho^{(2)}_{11}(t) - 0{,}29y_{1.}(t),$$

где $\rho^{(2)}_{11}(t)$ — доля угля в суммарном потреблении ЭР при производстве тепла и электроэнергии; $y_{1.}(t)$ — темпы изменения ресурсов угля, (F — значение, полученное с применением F-критерия);

для $\rho^{(1)}_{21}(t)$ $$\rho^{(1)}_{21}(t) = 0{,}46 - 0{,}66\rho^{(1)}_{61}(t) + 1{,}48\rho^{(1)}_{22},$$

где $\rho^{(1)}_{61}(t)$ — доля прочих видов топлива, используемых при производстве тепла и электроэнергии; $\rho^{(1)}_{22}$ — доля природного газа, направляемого в жилищно-коммунальное хозяйство.

Анализ F-значений, полученных с применением F-критерия), показывает хорошее соответствие выбранных моделей динамическому ряду.

В табл. 7 приведены относительные погрешности, полученные при ретроспективном анализе $\rho_{21}^{(1)}(t)$, $\rho_{21}^{(2)}(t)$.

Совместная структура в этом случае образована включением в множество исходных объясняющих факторов элементов как первой, так и второй структур. В табл. 7 видна тенденция нарастания погрешности по мере увеличения интервала упреждения. Отдельные отклонения связаны с влиянием на фактический временной ряд совокупности случайных факторов, поэтому при определении степени адекватности модели временному ряду требуется, по-видимому, исследовать не погрешности отдельных элементов ряда отдельных лет, а оценки меры рассогласования для ряда в целом.

Таблица 7. Относительная погрешность ретроспективного анализа, %.

Время	Значения погрешности		
	I структура	II структура	совместная структура
$T_1 + 1$	-0,4	0,1	-0,1
$T_1 + 2$	-0,5	2,8	1,1
$T_1 + 3$	-1,0	3,8	2,4
$T_1 + 4$	-1,3	3,6	2,8
$T_1 + 5$	-1,5	3,2	1,9

Проведенный анализ показал, что можно применять имеющиеся статистические данные для анализа тенденций распределения и потребления ЭР и построения прогнозного ЭБ. Полученные приближенные оценки погрешности исходной информации позволяют установить допустимую погрешность прогнозных расчетов. Предложенный метод помогает выявить область возможных значений показателей прогнозного ЭБ и наиболее вероятную его реализацию. Это повышает достоверность прогноза.

Литература

1. Мелентъев Л. А. Системные исследования в энергетике. М.: Наука, 1979.

2. Некрасов А. С., Синяк Ю. В., Янпольский В. А. Построение и анализ энергетического баланса. М.: Наука,, 1974.

3. Демиденко Е. З. Линейная и нелинейная регрессия. М.: Финансы и статистика, 1981.

4. Джонстон Дж. Эконометрические методы. М.: Статистика, 1980.

5. Хаустейн Г. Методы прогнозирования в социалистической экономике. М.: Прогресс, 1971.

6. Кушнир Ю. Е. Статистическая оценка потребностей в основных энергетических ресурсах.- Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт, 1981, № 5.

7. Народное хозяйство СССР. 1922–1982: Юбилейный стат. ежегодник. М.: Финансы и статистика, 1982.

8. Об итогах выполнения Государственного плана экономического и социального развития СССР в 1982 г.- Правда, 1983, 23 янв.

9. О Государственном плане экономического и социального развития СССР на 1983 год и ходе выполнения плана в 1982 году.- Правда, 1982, 24 нояб.

10. Основные направления экономического и социального развития СССР на 1981–1985 годы и на период до 1990 года. М.: Политиздат, 1981.

Модель оценки уровня электрификации народного хозяйства [11]

Повышение в предстоящий период роли электрификации народного хозяйства в решении таких важных экономических и социальных проблем, как рост производительности труда, повышение качества и снижение материалоемкости продукции, улучшение структуры конструкционных материалов, вытеснение из использования в сфере конечного потребления на энергетические нужды дефицитных и дорогостоящих энергоресурсов, улучшение условий труда и быта людей, охрана среды их обитания придает особое значение дальнейшей разработке теоретических основ и совершенствованию методов определения уровня электрификации и объемов потребления электроэнергии. Важное место при этом занимает задача прогнозирования уровня электрификации. Предлагаемый подход к ее решению исходит из того, что каждому этапу общественного производства соответствует свой рациональный уровень электрификации. Он определяется меняющимися во времени техническими условиями использования электроэнергии, связанными со складывающейся отраслевой, продуктовой и технологической структурой народного хозяйства; экономической эффективностью электрификации, зависящей от соотношения затрат на получение и эффекта от применения электроэнергии и других видов энергии во всех производствах и процессах, допускающих их взаимозаменяемость; технически возможными объемами получения различных видов энергоносителей. Из этого следует, что в качестве важнейшего фактора развития электрификации выступают технологическая структура производства материальных благ и услуг и ее изменение под влиянием научно-технического прогресса, уровень электрификации за висит от развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в целом, от его взаимодействия со всей макросистемой народного

[11] Сб. «Достижения и перспективы», вып. «Энергетика. Топливо», № 4, 1982. Соавторы: Коган Ю.М., Полянская Т.М., Суздальцева Л.Ф.

хозяйства страны и может быть правильно определен только с учетом этих связей.

Наиболее строгим и эффективным методом решения задачи прогнозирования уровня электрификации народного хозяйства в этих условиях является, по нашему мнению, метод, основанный на сочетании технологического и балансового методов прогнозирования (балансово-технологический метод).

Основное содержание технологического метода состоит в определении масштабов потребления электроэнергии и уровня электрификации путем оптимизации технологической структуры производства материальных благ и услуг на основе сопоставления потребительского эффекта от электрификации с дополнительными затратами на ее осуществление.

Это позволяет выявить конкретно те изменения в отраслевой и технологической структуре народного хозяйства, за счет которых должна развиваться электрификация.

Указанная задача энергетически адекватна выбору энергоносителя для различных производственных и бытовых процессов у конечных потребителей и по принятому в настоящее время делению относится к классу локальных оптимизационных задач, для решения которых рекомендуется использовать замыкающие затраты на топливо и электроэнергию [1]. Но даже и в данном случае «окончательные решения должны приниматься на основе балансовых проверок реализуемости этих (локально-полученных) рекомендаций в рассматриваемой перспективе» [1].

Выбор оптимальной технологической структуры всего прироста производства материальных благ и услуг, имеющих взаимозаменяемые технологии, охватывает, по оценкам, примерно 60% прироста потребности в энергоносителях. Такую задачу нельзя считать локальной. Она должна решаться с учетом складывающихся балансовых ограничений в ТЭК и экономике страны.

Преимущества балансово-технологического метода заключаются в возможности экономического обоснования уровней и показателей электрификации, исследования различных факторов, воздействующих на темпы ее развития и эффективность в различных отраслях и процессах. С другой стороны, оказывается возможным с помощью обратных связей выявить конкретные требования к технологической, продуктовой и отраслевой структуре народного хозяйства, а также задачи развития ТЭК и его электроэнергетической отрасли в связи с электрификацией.

Очевидно, что применение этого метода опирается на прогноз направлений и темпов развития народного хозяйства и ТЭК, анализ сложившейся технологической структуры производства и направлений использования электроэнергии и прогноз развития техники и техноло-

гии основных производственных процессов, в первую очередь прогноз структуры потребительских установок и их параметров.

Применение балансово-технологического метода прогнозирования даст возможность обеспечить повышение уровня детальности и вместе с тем обоснованности и надежности прогноза развития электрификации.

Исходя из сказанного, принципиальную блок-схему решения задачи прогнозирования уровня электрификации народного хозяйства можно изобразить в виде, представленном на рис. 1.

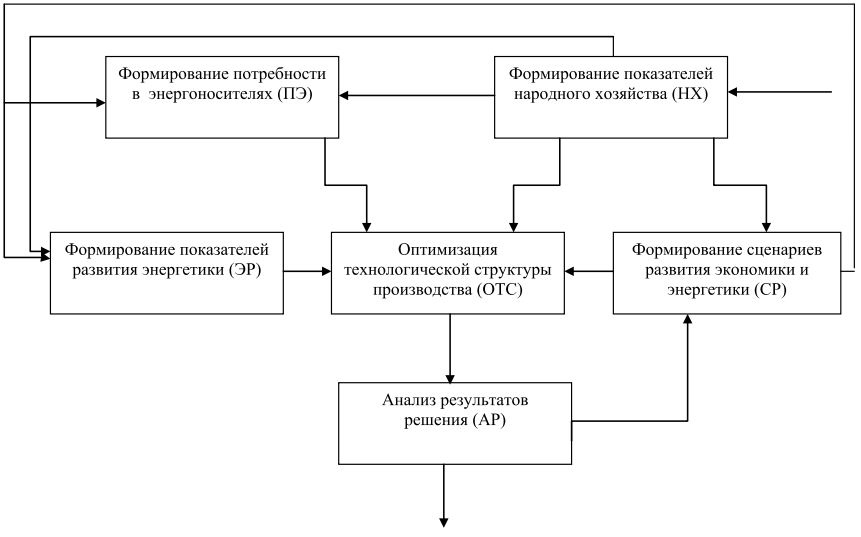


Рисунок 1. Структура задачи прогнозирования уровня электрификации народного хозяйства.

В соответствии с этой схемой процесс прогнозирования уровня электрификации состоит из:

• прогнозирования показателей, характеризующих направление и масштабы развития экономики и влияющих на развитие энергетики и электрификации (блок НХ), объемов и технико-экономических характеристик производства энергоносителей (блок ЭР), потребности народного хозяйства в энергоносителях (блок ПЭ);

• оптимизации технологической структуры производства материальных благ и услуг (блок ОТС);

• исследования возможных направлений и темпов развития энергетического и неэнергетического секторов экономики, влияющих на уровень электрификации (блок СР);

• обработки и анализа результатов решения (блок АР).

Решение задач отдельных блоков предполагает применение методов прямого счета, корреляционных, балансовых, эвристических и т. п.

Центральное место среди перечисленных блоков занимает блок ОТС. Здесь для отдельных интервалов рассматриваемого периода оптимизируется технологическая структура производства материальных благ и услуг для объемов производства, заданных темпами развития народного хозяйства, при соблюдении ограничений на возможные размеры использования от дельных энергоносителей, финансовых, трудовых и материальных ресурсов. Учитываются возможные масштабы развития отдельных технологий, производств и процессов.

Решение этой динамической задачи предполагает для каждого интервала формирование технологической структуры производства, энергоэкономическое описание сравниваемых технологий, определение потребности в энергоносителях для рассматриваемых производств и процессов, установление численных значений ограничений, оптимизацию технологической структуры производства.

Темпы роста и объемы производства материальных благ и услуг, ограничения на использование финансовых, трудовых и материальных ресурсов, связанные с темпами и направлениями развития экономики страны, определяются в блоке НХ. Необходимым условием использования этих показателей является их взаимная согласованность, что достигается путем разработки прогнозного межотраслевого баланса (МОБ). Эти экономические показатели можно считать экзогенными по отношению к рассматриваемой задаче.

Формирование технологической структуры производства по интервалам периода прогнозирования и определение потребности в энергоносителях на начало этого периода осуществляются в блоке ПЭ. В основе работы этого блока согласно методическим принципам технологического метода лежат структуризация народного хозяйства, классификация технологий производства материальных благ и услуг и исследование их взаимозаменяемости.

Структуризация народного хозяйства как моделируемой системы основывается на анализе его отраслевой и производственной структур. Технологическая структура производства представляется системой иерархических связей: народное хозяйство — отрасль народного хозяйства (промышленность, сельское хозяйство и т. п.) — отрасль (промышленности, сельского хозяйства и т. п.) — производство (процесс) (например, производство стали, цемента, нагрев металла под ковку, сушка тканей и т. п.) — технология (топливный режим) (например, получение мартеновской, конверторной или электростали, тепло- или электросушка тканей и т. п.), с соответствующими объемами энергопотребления на каждом уровне.

Потребность в энергоносителях определяется прогнозированием возможной структуры объектов каждого уровня в соответствии с изменениями во времени отраслевой и технологической структур производства под влиянием научно-технического прогресса.

Классификация технологий проводится либо по производственному признаку (технологические способы производства отдельных видов продукции и услуг), либо по функциональному признаку (направления использования энергии) в зависимости от особенностей энергопотребления в различных отраслях.

Для каждой из отраслей материального производства и сферы услуг выделяются производства и процессы с нормируемым расходом энергоносителей, имеющие: взаимозаменяемые или однозначно заданную технологии, а также прочие производства и процессы, расход энергоносителей для которых не нормируется.

Оптимизируемую по объему и структуре часть потребности в энергоносителях определяют производства и процессы первой из этих групп.

Для них рассматриваются возможные варианты взаимозаменяемых технологий, преимущества которых не очевидны, а выбор требует экономического сравнения. Энергоэкономическое описание сравниваемых технологий ограничивается показателями, которые меняются от варианта к варианту [2].

Потребность в энергоносителях на начало периода прогнозирования соответствует достигнутому уровню и сложившейся отраслевой, продуктовой и технологической структуре производства.

Очевидно, что выбор технологии на каждом интервале возможен только для той части производства материальных благ и услуг, которая соответствует вводу новых производственных мощностей, обеспечивающих прирост объемов производства, компенсацию мощностей выбывающего оборудования и частично замену оборудования в процессе реконструкции действующих предприятий, а также изменению топливных режимов (переводу потребителей с одного энергоносителя на другой).

Прирост за счет ввода новых производственных мощностей определяется с учетом роста объемов производства на действующем оборудовании вследствие ожидаемого роста производительности труда.

Сокращение мощностей действующего оборудования учитывается в соответствии с задаваемой функцией его выбытия.

Реконструкция действующих предприятий учитывается только в том случае, если при этом возможен выбор замещающей технологии.

В ближайшие 10–15 лет, когда прирост производства продукции намечается осуществлять в значительной степени за счет роста производительности труда и интенсификации использования действующего оборудования, формирование возможной зоны электрификации за счет

использования таких факторов, как выбытие оборудования, реконструкция и модернизация действующих предприятий. Замена энергоносителей в потребительских установках приобретает первостепенное значение.

Ограничения на возможные режимы использования и технико-экономические характеристики энергоносителей формируются в блоке ЭР. Он представляет энергетический сектор экономики и объединяет все топливодобывающие и топливоперерабатывающие отрасли, электро- и теплоэнергетику. При этом, поскольку объемы производства электроэнергии и тепла существенно зависят от оптимизации технологической структуры потребителей в блоке ОТС уточняются размеры и структура используемого электро- и теплоэнергетикой топлива, определяемые в отраслевых задачах. В соответствии с принятыми принципами формирования потребности при оптимизации технологической структуры производства рассматривается практически только прирост производства энергоносителей.

Исследование взаимосвязи развития электрификации, ТЭК и экономики проводится путем разработки сценариев развития неэнергетического и энергетического секторов (блок СР). С их помощью выявляется влияние на уровень электрификации развития народного хозяйства и его отраслей, возможных стратегий развития ТЭК, неопределенности исходной информации, используемой при прогнозных расчетах. Основными факторами здесь являются темпы роста производства в неэнергетическом секторе экономики; направления и темпы технического прогресса в технике и технологии производства отдельных отраслей не энергетического и энергетического секторов; возможные объемы добычи (производства) отдельных энергоносителей и их технико-экономические характеристики; величины финансовых трудовых и материальных ресурсов, выделяемые на развитие ТЭК.

Основные результаты решения задачи — размеры потребления электроэнергии и уровень электрификации народного хозяйства и его отдельных отраслей.

В блоке АР выявляются темпы развития электрификации, соответствующие темпам развития народного хозяйства; влияние энергетики на технологическую структуру производства в неэнергетическом секторе; взаимосвязи уровней электрификации и производительности труда; зависимость уровня электрификации от направлений и темпов развития научно-технического прогресса и т. п. Анализ результатов решения, в свою очередь, используется наряду с другой информацией при формировании сценариев развития экономики и энергетики.

Ниже дается описание моделирующего алгоритма задачи блока ОТС — оптимизации технологической структуры производства.

Методы решения задач остальных блоков в статье не освещаются. Результаты их решения учитываются через входные параметры рассматриваемой задачи.

Моделирующий алгоритм блока ОТС

Моделирующий алгоритм основывается на принятой структуризации народного хозяйства, в соответствии с которой структура моделируемой системы может быть представлена в виде дерева, корень которого соответствует народному хозяйству в целом, а узлы, расположенные на четырех уровнях, — объектам его отраслевой, производственной и технологической структуры (рис. 2). Висячие узлы (не имеющие исходящих вниз ветвей) соответствуют либо технологическим способам производства (уровень *к*), либо объектам, отраслевая или производственная структура которых в модели не рассматривается, но объемы и структура энергопотребления известна (так называемые «прочие» потребители уровней *j*, l, *m*).

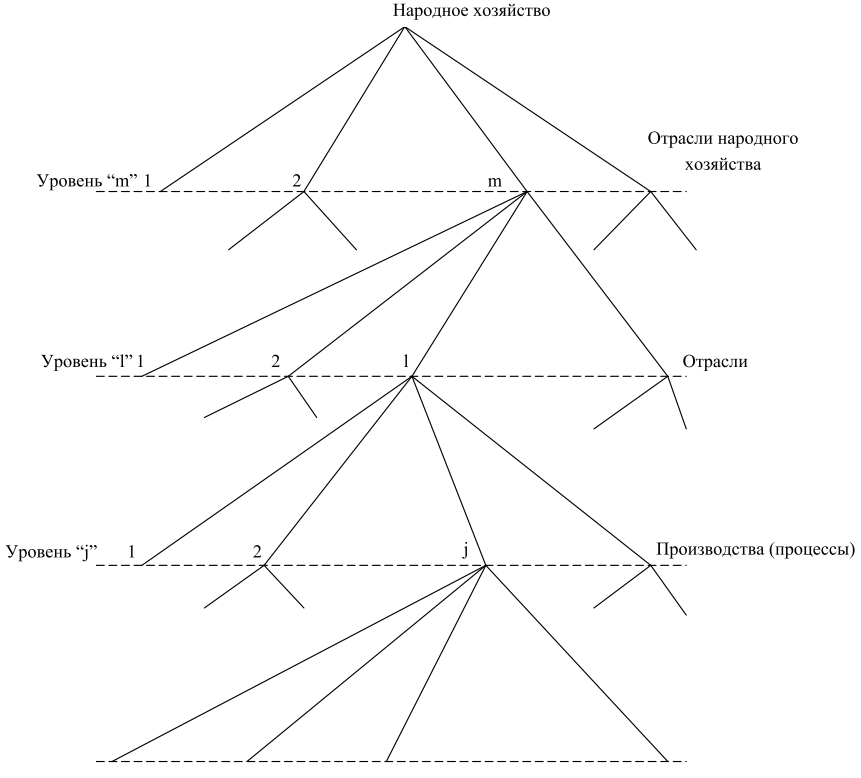


Рисунок 2. Дерево структуры моделируемой системы.

Состояние системы считается определенным, если известны: дерево структуры, отображающее сложившуюся к рассматриваемому моменту технологическую структуру производства продукции и услуг и соответствующую ей структуру энергопотребления; объемы потребления (или производства) энергоресурсов объектами, представленными висячими узлами этого дерева. На начало периода прогнозирования (t_0, T) состояние системы представляется множеством Z^{t_0} висячих узлов дерева и списками энергоэкономических характеристик ω_z объектов z, отнесенных к этим узлам, $z \in Z^{t_0}$.

Они имеют следующий вид:

$$\omega = \begin{cases} \{B_z^{i,t_0}\}, & для\ z \in Z^{p,t_0}; \\ \{V_z^{t_0}, B_z^{i,t_0}, \tau_z\}, & для\ z \in Z_k^{H,t_0}; \\ \{W_z^{t_0}, B_z^{i,t_0}, i_z, \tau_z\}, & для\ z \in Z_k^{Э,t_0}, \end{cases}$$

где: Z^{p,t_0} — множество висячих узлов $z \in Z^{t_0}$ уровней m, l, j, то есть соответствующих «прочей» потребности в энергоносителях на этих уровнях;

$Z_k^{H,t_0}, Z_k^{Э,t_0}$ — множества висячих узлов $z \in Z^{t_0}$ уровня k, соответственно, неэнергетических и энергетических секторов,определяющих технологическую структуру производства;

B_Z^I — объем потребности в энергоносителе i-го вида, $i \in \overline{(1, I)}$;

i_z — индекс вида энергоносителя, $i_z \in \overline{(1, I)}$;

V_z — объем производства продукции;

W_z — объем добычи (производства) энергоносителя;

τ_z — срок службы оборудования.

Работа алгоритма осуществляется по шагам, соответствующим моделированию развития системы на интервале $(t_n, t_{n+1}) \in \overline{(t_0, T)},\ n = 0,1,2, \dots, N-1,\ N = \frac{T-t_0}{\Delta t},\ t = t_0 + n * \Delta t,$ где Δt — длина интервала.

На каждом шаге формируются технологическая структура производства и соответствующие ей объемы производства продукции и потребность в энергоносителях, выделяются базисная, неоптимизируемая и оптимизируемая части этой потребности и проводится оптимизация последней.

Формирование технологической структуры производства и соответствующей потребности в энергоносителях на интервале (t_n, t_{n+1}) осуществляется путем изменения действующей технологической структуры и потребности в энергоресурсах на конец интервала (t_{n-1}, t_n) в связи с выбытием действующего оборудования и заменой топливных режимов, а также прогноза развития действующих и ввода новых объектов.

Выбытие действующего оборудования учитывается с помощью коэффициентов ξ, определяемых заданной функцией выбытия. Для определения коэффициента выбытия применяется способ, основан-

ный на предположении равномерного распределения возраста отдельных видов оборудования и его выбытия со скоростью $1/\tau$ совокупной мощности, где τ — срок службы.

Информация о возможных на интервале (t_n, t_{n+1}) заменах топливных режимов образует множество $Z^{з,t_n} \in Z^{t_n}$ и характеризуется соответствующими списками ω_z. Элементы $z \in Z^{з,t_n}$ представляют те топливные режимы, энергоэкономические характеристики которых меняются на этом интервале. В списке ω_z задаются величины этих изменений:

$$\omega_z = \begin{cases} \left\{\pm\partial V_z^{t_n}, \pm\partial B_z^{i,t_n}\right\}, & z \in Z_k^{H,t_n}; \\ \left\{\mp\partial V_z^{t_n}, \mp\partial B_z^{i,t_n}\right\}, & z \in Z_k^{Э,t_n} \end{cases}.$$

Таким образом, к концу интервала (t_n, t_{n+1}) объемы производства продукции и потребления энергии на действующих объектах неэнергетического сектора будут равны:

$$V_z^{Д,t_{n+1}} = \left(V_z^{t_n} \pm \partial V_z^{t_n}\right)(1 - \xi_z),$$
$$B_z^{Д,i,t_{n+1}} = \left(B_z^{i,t_n} \pm \partial B_z^{i,t_n}\right)(1 - \xi_z),$$

где, $z \in Z_k^{H,t_n}$, $i \in \overline{(1,I)}$, а $\partial V_z^{t_n}$ и $\partial B_z^{i,t_n} \neq 0$, если $z \in Z^{з,t_n}$.

Аналогично вычисляются производство и потребление (включая собственные нужды) энергоресурсов на энергетических объектах:

$$W_z^{Д,t_{n+1}} = \left(W_z^{t_n} \pm \partial W_z^{t_n}\right)(1 - \xi_z),$$
$$B_z^{Д,i,t_{n+1}} = \left(B_z^{i,t_n} \pm \partial B_z^{i,t_n}\right)(1 - \xi_z),$$

где, $z \in Z_k^{Э,t_n}$, $i \in \overline{(1,I)}$.

Информация о возможном развитии (приросте объемов производства) действующих и новых объектов представляется множеством $Z^{\Delta n}$ узлов дерева и списками их энергоэкономических характеристик ω_z:

$$\omega_z = \begin{cases} \left\{b_z^{i,\Delta_n}, d_z^{r,\Delta_n}, \alpha_z^{\Delta_n}, \tau_z, \varkappa_z^{\Delta_n}, \zeta_z^{\Delta_n}\right\}, & z \in Z_k^{H,\Delta_n}; \\ \left\{V_z^{t_{n+1}}\right\}, & z \in Z_j^{H,\Delta_n}; \\ \left\{b_z^{i,\Delta_n}, d_z^{r,\Delta_n}, \alpha_z^{\Delta_n}, i_z, \varkappa_z^{\Delta_n}, \zeta_z^{\Delta_n}\right\}, & z \in Z_k^{Э,\Delta_n}; \\ \left\{B_z^{i,\Delta_n}, D_z^{r,\Delta_n}\right\}, & z \in Z^{p,\Delta_n}; \\ \left\{\overline{D}_z^{r,\Delta_n}\right\}, & z \in Z^{H,B,\Delta_n}; \\ \left\{\overline{W}_z^{\Delta_n}, \overline{D}_z^{r,\Delta_n}\right\}, & z \in Z^{Э,B,\Delta_n}, \end{cases}$$

где: $z \in Z^{H,B,\Delta_n}$ и $z \in Z^{Э,B,\Delta_n}$ — множества внутренних (не висячих) узлов $z \in Z^{\Delta_n}$

Z_j^{H,Δ_n} — множество узлов $z \in Z^{\Delta_n}$ уровня j, соответствующих действующим и новым производствам и процессам неэнергетического сектора;

b_z^{i,Δ_n} — удельные расходы энергоносителей i-го вида, $i \in \overline{(1,I)}$;

r — индекс вида используемых ресурсов, $r \in \overline{(1,R)}$;

$d_z^{r\Delta_n}$ — удельный расход r-го вида ресурса;

$\alpha_z^{\Delta_n}$ — ограничения на масштабы развития проекта;

$\zeta_z^{\Delta_n}$ — удельные стоимостные затраты на производство продукции (без стоимостной составляющей);

D_z^{r,Δ_n} — величина потребности объекта в r-м виде ресурса;

$\overline{D}_z^{r,\Delta_n}$ — ограничения на возможный объем использования r-го вида ресурса;

$\overline{W}_z^{\Delta_n}$ — ограничения на возможные объемы добычи (производства) энергоносителей отдельными объектами;

$\varkappa_z$ — характеристика взаимообусловленности объекта;

Приросты производства продукции для отдельных производств и процессов на конец интервала (t_n, t_{n+1}) формируются как

$$\Delta_n V_z = \begin{cases} V_{z'}^{t_{n+1}} - \sum_{z \in \hat{Z}'} V_z^{Д,t_{n+1}}, \ z \in Z_j^{H,\Delta_n} \cap Z_j^{t_n}; \\ V_{z'}^{t_{n+1}}, \ z \in Z_j^{H,\Delta_n}, \ z' \notin Z_j^{t_n}. \end{cases} \quad (3)$$

Для определения оптимизируемой части прироста производства и соответствующего прироста потребности в энергоносителях на множестве Z_j^{H,Δ_n} выделяются подмножества: Z_j^{H,a,Δ_n}, объединяющие производства и процессы неэнергетического сектора, имеющие взаимозаменяемые (альтернативные) технологии и формирующие оптимизируемую часть потребности в энергоносителях; $Z_j^{H,\bar{o},\Delta_n}$, объединяющие производства и процессы с однозначно заданной технологией, которая участвует в формировании неоптимизируемой потребности в энергоносителях.

Оптимизируемая часть прироста потребности в энергоносителях неэнергетического сектора представляется функцией интенсивностей использования альтернативных технологий производства

$$B_{opt}^{i,\Delta n} = \sum_{z' \in Z_j^{H,a,\Delta n}} \sum_{z \in \hat{Z}'} \Delta_n V_{z'} * b_z^{i,\Delta_n} * x_z^{\Delta_n}; \quad (4)$$

где: $x_z^{\Delta_n}$ — интенсивности использования z-го технологического способа в z'- м производстве (процессе);

$\hat{Z}'$ — множество технологических способов z'-го производства.

Неоптимизируемая часть потребности в энергоносителях складывается из потребности производств и процессов с однозначно задан-

ной технологией, которые образуют элементы множества $Z_j^{H,б,\Delta_n}$ и «прочей» потребности уровней m, l, j:

$$B_{nopt}^{i,\Delta n} = \sum_{z' \in Z_j^{H,б,\Delta n}} \Delta_n V_{z'} * b_{z'}^{i,\Delta_n} + \sum_{z' \in Z^{p,\Delta_n}} B_z^{i,\Delta_n}. \quad (5)$$

Базовая потребность в энергоносителях определяется скорректированной потребностью действующего оборудования (1):

$$B_{баз}^{i,t_{n+1}} = \sum_{z \in Z_k^{t_n}} B_z^{Д,i,t_{n+1}} \quad (6)$$

В энергетическом секторе та часть прироста производства энергоносителей, объемы которой оптимизируются, представляется как функция объемов производства в альтернативных вариантах:

$$W_{opt}^{i,t_{n+1}} = \sum_{z \in Z_k^{Э,\Delta_n}} \left(\delta^{i,i_z} - b_z^{i,\Delta_n}\right) * x_z^{\Delta_n}, \quad (7)$$

где: $x_z^{\Delta_n}$ — объем добычи (производства) i_z -го вида энергоносителя i, $i_z \in \overline{(1,I)}^{(7)}$.

Добыча (производство) на действующих установках определяется, как:

$$W_{баз}^{i,t_{n+1}} = \sum_{z \in Z_k^{Э,t_n}} (\delta^{i,i_z} * W_z^{Д,t_{n+1}} - B_z^{i,Д,t_{n+1}}), i, i_z \in \overline{(1,I)} \quad (8)$$

Здесь и далее в описании алгоритма

$$\delta^{i,i_z} = \begin{cases} 0, & \text{если } i \neq i_z; \\ 1, & \text{если } i = i_z. \end{cases}$$

Оптимизация технологической структуры прироста производства материальных благ и услуг и соответствующей потребности в энергоносителях сводится к решению задачи линейного программирования (ЛП) вида:

$$\begin{gathered} \min\left(\vec{C}^{\Delta_n} \vec{X}^{\Delta_n}\right), \\ для\ \vec{X}^{\Delta_n} \in \left\{\vec{X}^{\Delta_n} \middle| A^{\Delta_n} * \vec{X}^{\Delta_n} \leq R^{\Delta_n}, \vec{X}^{\Delta_n} \geq 0\right\}, \\ где\ \vec{X}^{\Delta_n T} = \left\{X_z^{\Delta_n} \middle| z \in Z_k^{a,\Delta_n} \cup Z_k^{Э,\Delta_n}\right\}, \\ \vec{C}^{\Delta_n T} = \left\{C_z^{\Delta_n} \middle| z \in Z_k^{a,\Delta_n} \cup Z_k^{Э,\Delta_n}\right\}. \end{gathered} \quad (9)$$

Здесь Z_k^{a,Δ_n} — множество альтернативных технологических вариантов всех производств и процессов, $Z_k^{a,\Delta_n} = \cup \widehat{z'} z' \in Z_j^{a,\Delta_n}$.

$$C_z^{\Delta_n} = \begin{cases} \Delta V_{z'} * \zeta_z^{\Delta_n}, & z \in \widehat{z'}, \quad z' \in Z_j^{a,\Delta_n}; \\ \zeta_z^{\Delta_n}, & z \in Z_k^{Э,\Delta_n}. \end{cases}$$

Матрица условий A^{Δ_n} и ограничения R^{Δ_n} определяются из уравнений (10)–(18):

$$B_{opt}^{i,\Delta n} + B_{баз}^{i,t_{n+1}} + B_{nopt}^{i,\Delta n} - W_{opt}^{i,t_n} - W_{баз}^{i,t_{n+1}} = 0, i \in \overline{(1,I)} \tag{10}$$

уравнений баланса потребности и ресурсов энергоносителей на конец интервала (t_n, t_{n+1})

$$\sum_{z \in \widehat{z'}} X_z^{\Delta_n} = 1, \tag{11}$$

$z' \in Z_j^{a,\Delta_n}$ — условий обеспечения прироста производства продукции $\Delta_n V_{z'}$;

$$X_z^{\Delta_n} \le \alpha_z^{\Delta_n}, z \in Z_k^{a,\Delta_n} \cup Z_k^{Э,\Delta_n} \tag{12}$$

— ограничений на масштабы развития отдельных технологий;

$$\sum_{z \in \widehat{z'}} \Delta_n V_{z'} * d_z^{r,\Delta_n} * x_z^{\Delta_n} \le \overline{D}_z^{r,\Delta_n} \tag{13}$$

$$\sum_{z' \in \widehat{z''}} \sum_{z \in \widehat{z'}} \Delta_n V_{z'} * d_z^{r,\Delta_n} * x_z^{\Delta_n} \le \overline{D}_{z''}^{r,\Delta_n} \tag{14}$$

где: z'' — внутренний узел уровня выше j, представляющий объект, для которого задано ограничение;

$\widehat{z''}$ — множество узлов уровня j, лежащих на ветвях, исходящих из узла $\widehat{z''}$;

Z^{H,B,Δ_n} — ограничений на использование ограниченных ресурсов (по видам) для производств, процессов, отраслей;

$$\sum_{z \in \widehat{z'}} X_z^{\Delta_n} \le \overline{W}_{z'}^{\Delta_n} \tag{15}$$

$z' \in Z^{Э,B,\Delta_n}$ — ограничений на возможные объемы производства для энергетических объектов;

$$X_{z_a} - X_{z_B} = 0 \tag{16}$$

или

$$X_{z_a} - X_{z_B} \le 0$$
$$X_{z_B} - X_{z_C} \le 0, \tag{17}$$

где $z_a, z_B, z_C \in \left(Z_k^{a,\Delta_n} \cup Z_k^{Э,\Delta_n}\right)$ — условий, взаимообусловленности топливных режимов некоторых процессов. На основании результатов решения задачи ЛП определяется структура энергопотребления на конец интервала (t_n, t_{n+1}), вычисляются показатели, характеризующие эту структуру; показатели электрификации и подготавливается информация для работы алгоритма на следующем шаге. В множество $Z^{t_{n+1}}$ включаются:

Для неэнергетических отраслей:

$$\textit{все } z \in Z^{p,H,\Delta_n} \textit{ с } \omega_z^{t_{n+1}} \equiv \omega_z^{\Delta_n};$$
$$\textit{все } z \in \widehat{z'}, \textit{где } z' \in Z_j^{H,t_n},$$

то есть все технологии действующих производств и процессов, энергоэкономические характеристики которых вычисляются следующим образом:

— для $z' \in Z_j^{a,t_n} \cap Z_j^{H,t_n}$ и $z \in Z_k^{H,t_n} \cap Z_k^{\Delta_n}$, то есть действующих технологий оптимизируемой части

$$V_z^{t_{n+1}} = V_z^{Д,t_{n+1}} + \Delta_n V_z$$
$$B_z^{i,t_{n+1}} = B_z^{Д,i,t_{n+1}} + b_z^{i,\Delta_n} * x_z^{\Delta_n} * \Delta_n V_{z'}, i \in (\overline{1}, I) \tag{18}$$

— для $z' \in Z_j^{a,t_n} \cap Z_j^{H,t_n}$, но $z \notin Z_k^{H,t_n} \cap Z_k^{\Delta_n}$, то есть вновь вводимых технологий оптимизируемой части, первые слагаемые в (18) равны 0;

— для $z' \in Z_j^{б,\Delta_n} \cap Z_j^{H,\Delta_n}$ и $z \in Z_k^{H,t_n} \cap Z_k^{\Delta_n}$, то есть действующих технологий неоптимизируемой части в (18) $x_z^{\Delta_n} = 1$;

— для $z' \in Z_j^{б,\Delta_n} \cap Z_j^{H,\Delta_n}$, но $z \notin Z_k^{H,t_n} \cap Z_k^{\Delta_n}$, то есть новых технологий неоптимизируемой части в (18) первые слагаемые равны 0 и $x_z^{\Delta_n} = 1$;

— все $z \in \widehat{z'}$, где $z' \in Z_j^{H,\Delta_n}$, то есть все технологии новых производств и процессов, для вычисления их энергоэкономических характеристик используется выражение (18), в которых первые слагаемые равны нулю;

Для неэнергетических отраслей:

все $z \in Z_k^{Э,t_n}$ с характеристиками:

для $z \in Z_k^{Э,t_n} \cap Z_k^{Э,\Delta_n}$:

$$W_z^{t_{n+1}} = W_z^{Д,t_{n+1}} + x_z^{\Delta_n} \tag{19}$$

$$B_z^{i,t_{n+1}} = B_z^{Д,i,t_{n+1}} + B_z^{\Delta_n} * x_z^{\Delta_n}, i \in (\overline{1}, I);$$

— для $Z_k^{Э,\Delta_n}$,вторые слагаемые в (19) равны 0;

— все $Z_k^{Э,\Delta_n}$,но $z \notin Z_k^{Э,t_n}$,для которых в (19) первые слагаемые равны 0.

Далее все расчеты повторяются для следующего интервала. Блок-схема моделирующего алгоритма дана на рис. 3.

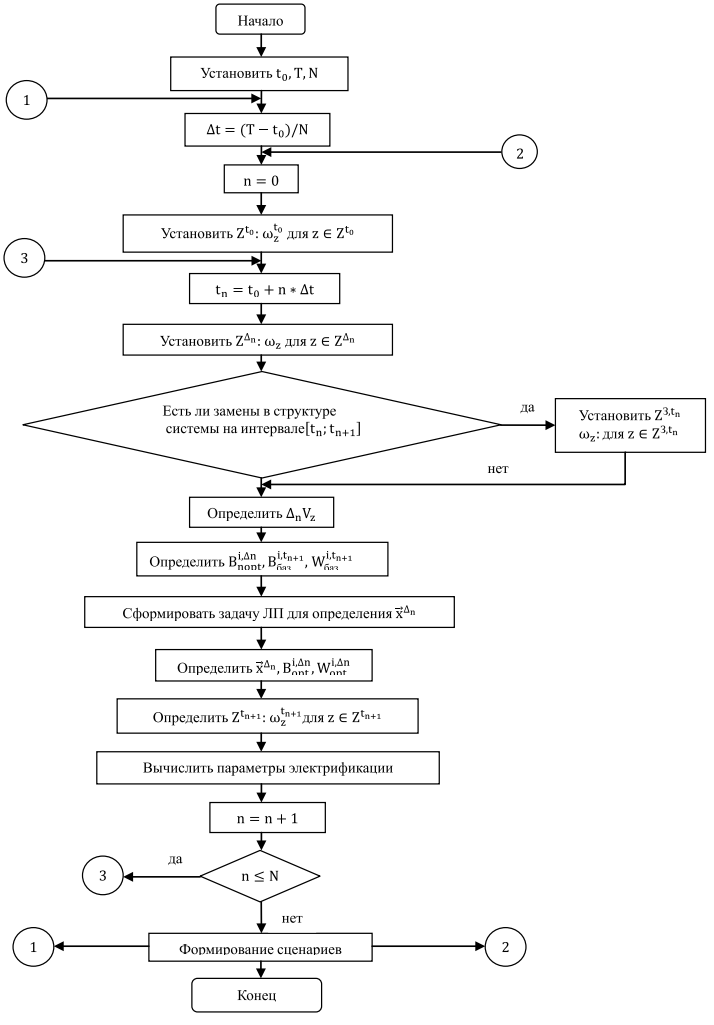


Рисунок 3. Схема алгоритма задачи оптимизации технологической структуры производства.

Литература

1. Руководящие указания к использованию замыкающих затрат на топливо и электрическую энергию. — М.: Наука, 1973.- 53с.

2. Бесчинский А.А., Коган Ю.М. Экономические проблемы электрификации. — М.: Энергия, 1976. — 421с.

Модель размещения электростанций [12]

Перспективное планирование развития отрасли предполагает взаимосвязанное решение двух основных задач: оптимизацию отраслевой структуры и оптимальное размещение объектов. При этом в задаче размещения уточняются и конкретизируются условия развития отрасли, полученные в «структурной» задаче. Такая схема характерна для электроэнергетики.

Оптимизация перспективной структуры электроэнергетической системы включает определение соотношения мощностей станций различных типов, режимов их работы и выбор оптимальной мощности электростанции и агрегата (блока). Оптимальное размещение электростанций обеспечивает нахождение мест строительства и очередность ввода новых объектов при заданной их мощности и числе агрегатов. В этом случае должны учитываться дискретность и темпы ввода агрегатов на электростанциях и линий электропередачи (ЛЭП). Отказ от учета дискретности ввода объектов в моделях размещения приводит к погрешностям, недопустимым в практике планирования. Для иллюстрации в таблице приведены значения предельной погрешности капиталовложений в электростанцию δ при двух способах их учета (см. рисунок): по удельным показателям

$$y = bx \tag{1}$$

и с выделением затрат, осуществленных к моменту пуска первого агрегата на станции. В этом случае

$$y = \begin{cases} 0, & x = 0; \\ a, & 0 < x \le N_1; \\ a + b'x, & N_1 < x \le N_{\text{ст}}, \end{cases} \tag{2}$$

где x, y – соответственно текущие значения мощности и капиталовложений в станцию; a — сумма постоянной составляющей затрат в станцию и затрат в агрегат; b, b' — соответственно удельные капиталовложения в станцию в целом и агрегаты, устанавливаемые после ввода

[12] Ж. «Экономика и математические методы», 1974, том X, вып. 6. Соавтор Ю.С. Кретинина.

первого агрегата; N_1, $N_{ст}$ — соответственно мощность первого агрегата и станции.

Как видно из таблицы, отказ от дискретного описания агрегатов приводит к резкому занижению в моделях затрат в электростанции по сравнению с их действительными значениями при сооружении станции в течение нескольких лет. Это может повлиять на распределение затрат по годам планового периода и исказить последовательность ввода объектов.

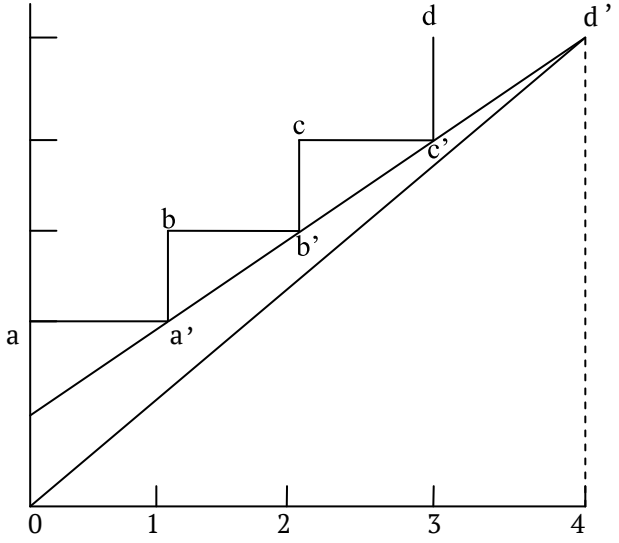


Рисунок — Зависимость капитальных затрат от мощности электростанции с четырьмя агрегатами:

aa’bb’cc’dd’ — действительное распределение капиталовложений; od’ — учет капитальных затрат по удельным показателям; aa’b’c’d’ — характеристика затрат, учитывающая постоянную составляющую капиталовложений в электростанцию.

Размещение электростанций принципиально относится к частично целочисленным задачам. Однако разработка эффективных алгоритмов и программ для задач подобного вида пока отстает от требований практики, например, работы [1, 2, и др.] предназначены для задач специального вида или небольшой размерности. В этих условиях допустимо приближенное решение дискретных задач для достижения результата лучшего, чем при решении соответствующей задачи линейного программирования.

Ниже рассматриваются модель и метод для приближенного решения задачи размещения электростанций. В такой постановке модель обязательно включает ряд специфических условий, которые могут

быть опущены при использовании эффективных программ для решения частично целочисленных задач.

Модель разработана для тепловых электростанций на органическом или ядерном топливе, работающих в базисной зоне графика электрической нагрузки. Она охватывает выбор площадок для строительства станций в объединенной электроэнергетической системе (ОЭС), представленной в виде отдельных узлов нагрузки и связывающих их системообразующих ЛЭП. Такой подход обеспечивает согласованный учет общесистемных факторов и местных условий, характеризующих особенности строительства электростанций на территории, охватываемой ОЭС. В модели принято описание технико-экономических характеристик электростанций и ЛЭП в соответствии с [3]. Эти характеристики строятся для отдельных агрегатов электростанций и цепей ЛЭП. По станциям выделяются постоянные составляющие капиталовложений и эксплуатационных издержек и затраты, связанные с вводом отдельного агрегата. Для ЛЭП заданного уровня напряжения эксплуатационные издержки представляются в виде постоянной, не зависящей от величин передаваемых потоков, мощности и энергии, и переменной составляющих. Последняя в модели отражается в затратах электростанций, осуществляющих передачу электроэнергии.

Таблица. Предельная погрешность капиталовложений при различных способах их учета в моделях (на примере тепловой электростанции мощностью 4х1 млн. кВт), %.

Пределы изменения мощности станции	Способы учета затрат	
	По удельным показателям (1)	С выделением затрат в первый агрегат (2)
$0 < x \le N_1$	$100{,}0 > \delta \geqslant 48{,}5$	0
$N_1 < x \le \sum_{j=1}^{2} N_j$	$61{,}8 > \delta \geqslant 23{,}6$	$26{,}0 > \delta \geqslant 0$
$\sum_{j=1}^{2} N_j < x \le \sum_{j=1}^{3} N_j$	$39{,}5 > \delta \geqslant 9{,}2$	$20{,}6 > \delta \geqslant 0$
$\sum_{j=1}^{3} N_j < x \le \sum_{j=1}^{4} N_j = N_{\text{ст}}$	$24{,}7 > \delta \geqslant 0$	$17{,}1 > \delta \geqslant 0$

В качестве критерия оптимальности принят минимум суммарных приведенных затрат по электроэнергетической системе за расчетный период. Согласно [4], все объекты системы за пределами расчетного периода должны работать в режиме нормальной эксплуатации. Поэтому в модели предусмотрен ввод всех электростанций на полную мощность в последнем интервале расчетного периода[13]. Для этого интервала в отличие от остальных лет эксплуатационные затраты по агрегату определяются как сумма постоянной составляющей издержек по электростанции, приходящейся на этот агрегат, и его переменных издержек.

Для выполнения условия энергоэкономической сопоставимости вариантов в последнем интервале учитывается замыкающая электростанция, ввод мощности на которой принимается непрерывным, а затраты определяются по удельным показателям.

В модели размещения электростанций приняты следующие обозначения: P_{ft}, $Э_{ft}$ — электрическая нагрузка и электропотребление энергоузла f в году t расчетного периода 1,..., T; B_{dt} — объем топлива вида d, выделяемый по условиям энергетического баланса района для использования электростанциями энергосистемы в году t; N_{jf}, W_{jhf}, B_{djhf} — предельно возможная рабочая мощность[14] и соответствующие ей отпуск электроэнергии и расход топлива вида d одним агрегатом на электростанции j, расположенной в энергоузле f при разных режимах его работы h; $N_{ff'i}$, $N_{f'fi}$ — величины возможного рабочего потока мощности и отвечающие им потоки электроэнергии при разных режимах i работы ЛЭП, соединяющей узлы f и f' соответственно на отправном и приемном концах; $N^3_f, W^3_{hf}, B^3_{dhf}$ — рабочая мощность, отпуск электроэнергии и расход топлива замыкающей электростанцией, расположенной в энергоузле f; L', L'' — соответственно число существующих и сооружаемых в течение расчетного периода ЛЭП, связывающих энергоузлы f и f'; $m'_{ff't}$ и $m''_{ff't}$ – соответственно число существующих к началу расчетного периода и возможных к вводу в году t ЛЭП; n_{jft} — темп наращивания мощности на электростанции j, определяемый числом агрегатов, вводимых в году t; S_{jf} — число агрегатов на электростанции j при достижении проектной мощности; y_{jhf1} — интенсивность работы при разных режимах h агрегата электростанции j в первом году расчетного периода; y_{jhft} — то же, для агрегата, вводимого в году t расчетного периода t=2,..., T — 1; z_{jhft} — то же, для агрегата, существующего в году t, т.е. введенного ранее этого года; q_{jhfT} — то же, для агрегатов в последнем интер-

[13] Длительность интервала, в течение которого осуществляется вывод объектов на нормальную эксплуатацию в зависимости от конкретной постановки задачи, может быть от одного года до нескольких лет.

[14] Под рабочей мощностью здесь и далее понимается мощность, которой агрегат (электростанция) участвует в покрытии графика нагрузки энергоузла.

вале расчетного периода; $x_{ff'it}$, $v_{ff'it}$ — интенсивность работы ЛЭП соответственно введенных до начала расчетного периода и сооружаемых в течение этого периода; r_{fhT} — интенсивность работы замыкающей электростанции в последнем интервале расчетного периода; λ_{djft} — переменная, учитывающая расход топлива вида d на электростанции j в году t; φ_{jft}, ψ_{jft}, $\pi_{ff't}$ — переменные, учитывающие соответственно постоянные части капиталовложений и эксплуатационных издержек для электростанции j и капитальные вложения в новую ЛЭП в году t; p_{jfT} — переменная, учитывающая капитальные вложения при вводе агрегата электростанции в последнем интервале расчетного периода; $K^{\text{п}}_{jft}$, $U^{\text{п}}_{jft}$ — постоянные составляющие приведенных капиталовложений и эксплуатационных издержек в электростанцию; K_{jft}, U_{jhft} — приведенные капиталовложения и переменные эксплуатационные издержки одного агрегата электростанции; $U^{\text{н}}_{jf}$ — издержки нормальной эксплуатации одного агрегата электростанции; $K_{ff't}$, $U^{\text{п}}_{ff't}$ — приведенные капиталовложения и постоянные эксплуатационные издержки по одной ЛЭП; K^{3}_{fT}, U^{3}_{fhT} — приведенные капиталовложения и издержки по замыкающей электростанции; t' — год ввода последнего агрегата на электростанции.

Необходимо найти размещение и последовательность сооружения базисных электростанций и линий электропередачи при заданном темпе ввода агрегатов, обеспечивающих минимум приведенных затрат в ОЭС за расчетный период 1,..., T.

В (3) соответствующие слагаемые имеют следующее экономическое содержание. Первое слагаемое представляет собой полные затраты по первым агрегатам всех электростанций ОЭС, вводимым в первом году расчетного периода. Эти затраты включают: постоянную составляющую капиталовложений по станциям в целом, $K^{\text{п}}_{jf1}$; постоянную составляющую издержек, относящуюся к постоянной составляющей капиталовложение $U^{\text{п}}_{jf1}$; капиталовложения непосредственно в агрегат K_{jf1}, и суммарные издержки одного агрегата U_{jhf1}. При этом постоянные составляющие капиталовложений и издержек по станциям в целом, $K^{\text{п}}_{if1}$ и $U^{\text{п}}_{if1}$, должны быть приведены с помощью соответствующих коэффициентов к первому году расчетного периода.

Для станций, на которых в начальном году расчетного периода введен первый агрегат, во все остальные годы (начиная со второго) должны учитываться постоянные издержки $U^{\text{п}}_{jft}$, а по вновь вводимым агрегатам — капиталовложения K_{jft} и полные издержки U_{jhft} непосредственно агрегата. Суммарно эти затраты учитываются во втором слагаемом. Третье слагаемое — постоянная составляющая капиталовложений по электростанциям, на которых первый агрегат вводится в период $t = 2, \ldots, T$. Четвертое слагаемое — сумма полных издержек по введенным агрегатам электростанций.

$$З_T = \underbrace{\left[\sum_{j=1}^{J}\sum_{h=1}^{H}\sum_{f=1}^{F}\left(K^{п}_{jf1} + U^{п}_{jf1} + K_{jf1} + U_{jhf1}\right)y_{ihf1}\right.}_{1} +$$

$$+ \underbrace{\sum_{t=2}^{T-1}\sum_{j=1}^{J}\sum_{h=1}^{H}\sum_{f=1}^{F}\left(U^{п}_{jft} + K_{jft} + U_{jhft}\right)y_{jhft}}_{2} + \underbrace{\sum_{t=2}^{T}\sum_{j=1}^{J}\sum_{f=1}^{F}K^{п}_{jft}\varphi_{jft}}_{3} +$$

$$+ \underbrace{\sum_{t=2}^{T}\sum_{j=1}^{J}\sum_{h=1}^{H}\sum_{f=1}^{F}U_{jhft}z_{jhft}}_{4} + \underbrace{\sum_{t=t'+1}^{T-1}\sum_{j=1}^{J}\sum_{f=1}^{F}U^{п}_{jft}\psi_{jft}}_{5} + \underbrace{\sum_{j=1}^{J}\sum_{f=1}^{F}K_{jfT}\rho_{jfT}}_{6} +$$

$$+ \underbrace{\sum_{j=1}^{J}\sum_{h=1}^{H}\sum_{f=1}^{F}\left(U_{jhfT} + \frac{U^{п}_{jfT}}{s_{jf}} + U^{н}_{jf}\right)q_{jhfT}}_{7} + \underbrace{\sum_{h=1}^{H}\left(K^{з}_{fT} + U^{з}_{fhT}\right)r_{fhT}}_{8} + \tag{3}$$

$$+ \underbrace{\sum_{i=1}^{I}\sum_{f'f=1}^{L'}\sum_{t=1}^{T-1}U^{п}_{f'ft}\left(x_{f'fit} + x_{ff'it}\right)}_{9} + \underbrace{\sum_{i=1}^{I}\sum_{f'f=1}^{L''}\left(K_{f'f1} + U^{п}_{f'f1}\right)\left(\upsilon_{f'fi1} + \upsilon_{ff'i1}\right)}_{10} +$$

$$+ \underbrace{\sum_{f'f=1}^{L''}\sum_{t=2}^{T}K_{f'ft}\pi_{f'ft}}_{11} + \underbrace{\sum_{i=1}^{I}\sum_{f'f=1}^{L''}\sum_{t=2}^{T-1}U^{п}_{f'ft}\left(\upsilon_{f'fit} + \upsilon_{ff'it}\right)}_{12} +$$

$$+ \underbrace{\sum_{i=1}^{I}\sum_{f'f=1}^{L'}\left(U^{п}_{f'fT} + U^{п}_{ff'}\right)\left(x_{f'fiT} + x_{ff'iT}\right)}_{13} +$$

$$\left. + \underbrace{\sum_{i=1}^{I}\sum_{f'f=1}^{L''}\left(U^{п}_{f'fT} + U^{п}_{ff'}\right)\left(\upsilon_{f'fiT} + \upsilon_{ff'iT}\right)}_{14}\right] \to \min.$$

По станциям, на которых в год t закончен ввод агрегатов, учет постоянной составляющей издержек осуществляется в пятом слагаемом минимизируемой функции.

При вводе агрегатов в последнем году расчетного периода учет капиталовложений в них производится с помощью переменных ρ_{jfT} и отражается в шестом слагаемом.

Для электростанций в последнем году расчетного периода должны быть учтены постоянная составляющая издержек станции, полные издержки всех введенных агрегатов и издержки нормальной эксплуатации. Это обеспечивается седьмым слагаемым.

Восьмое слагаемое — затраты (капиталовложения и издержки) по замыкающей электростанции. В модели ввод мощности на ней принимается непрерывным, а затраты определяются по удельным показателям. Девятое — постоянные издержки по существующим

ЛЭП за период $t = 1, \ldots, T - 1$. В модели стоимость потерь учитывается в затратах станций, от которых осуществляется передача. Десятое — капиталовложения и постоянные издержки по ЛЭП, вводимым в первом году расчетного периода. Одиннадцатое — капиталовложения по ЛЭП, вводимым в период $t = 2, \ldots, T$. Двенадцатое — постоянные издержки по ЛЭП, вводимым в период $t = 2, \ldots, T - 1$. Тринадцатое и четырнадцатое — постоянные издержки и издержки нормальной эксплуатации в год T соответственно по существующим ЛЭП и ЛЭП, введенным в течение расчетного периода.

При этом должны быть соблюдены следующие условия. Для энергоузла $j = 1, \ldots, F$ в каждом году $t = 1, \ldots, T - 1$ расчетного периода необходимо обеспечить балансы мощности, приводимые ниже в (4), (5) и энергии — в (4′ и 5′)[15]. В балансе мощности допускается превышение генерирующей мощности над нагрузкой энергоузла. Эти избытки могут возникнуть из-за дискретности ввода агрегатов.

$$\sum_{j=1}^{J}\sum_{h=1}^{H} N_{jf}\left(y_{jhft} + z_{jhft}\right) + \sum_{i=1}^{I}\left(\sum_{ff'=1}^{L'} N_{ff'i}x_{ff'it} + \sum_{f'f=1}^{L''} N_{ff'i}\upsilon_{ff'it}\right) - \\ - \sum_{i=1}^{I}\left(\sum_{f'f=1}^{L'} N_{f'fi}x_{f'fit} + \sum_{f'f=1}^{L''} N_{f'fi}\upsilon_{f'fit}\right) \geq P_{ft}, \qquad t = 1, \ldots, T-1; \tag{4}$$

$$\sum_{j=1}^{J}\sum_{h=1}^{H} W_{jhf}\left(y_{jhft} + z_{jhft}\right) + \sum_{i=1}^{I}\left(\sum_{ff'=1}^{L'} W_{ff'i}x_{ff'it} + \sum_{f'f=1}^{L''} W_{ff'i}\upsilon_{ff'it}\right) - \\ - \sum_{i=1}^{I}\left(\sum_{f'f=1}^{L'} W_{f'fi}x_{f'fit} + \sum_{f'f=1}^{L''} W_{f'fi}\upsilon_{f'fit}\right) = Э_{ft}, \qquad t = 1, \ldots, T-1. \tag{4′}$$

Соответственно для последнего интервала $t = T$:

$$\sum_{h=1}^{H}\left(\sum_{j=1}^{J} N_{jf}q_{jhfT} + N_f^3 r_{hfT}\right) + \sum_{i=1}^{I}\left(\sum_{ff'=1}^{L'} N_{ff'i}x_{ff'iT} + \sum_{f'f=1}^{L''} N_{ff'i}\upsilon_{ff'iT}\right) - \\ - \sum_{i=1}^{I}\left(\sum_{f'f=1}^{L'} N_{f'fi}x_{f'fiT} + \sum_{f'f=1}^{L''} N_{f'fi}\upsilon_{f'fiT}\right) \geq P_{fT}, \qquad t = 1, \ldots, T-1; \tag{5}$$

[15] Для t = 1 в условиях (4) и (4') $z_{jhft} = 0$.

$$\sum_{h=1}^{H}\left(\sum_{j=1}^{J} W_{jhf} q_{jhfT} + W_{hf}^{3} r_{hfT}\right) + \sum_{i=1}^{I}\left(\sum_{ff'=1}^{L'} W_{ff'i} x_{ff'iT} + \sum_{f'f=1}^{L''} W_{ff'i} \upsilon_{ff'iT}\right) - \\ - \sum_{i=1}^{I}\left(\sum_{f'f=1}^{L'} W_{f'fi} x_{f'fiT} + \sum_{f'f=1}^{L''} W_{f'fi} \upsilon_{f'fiT}\right) = Э_{fT}. \qquad (5')$$

Расход топлива вида d по ОЭС в целом не может превышать объема, выделяемого по условиям энергетического баланса для использования на электростанциях в каждом году расчетного периода:

$$\sum_{j=1}^{J}\sum_{f=1}^{F} \lambda_{djft} \le B_{dt}, \qquad t = 1, \dots, T, \qquad d = 1, \dots, D. \qquad (6)$$

При этом расход топлива на каждой электростанции определяется как сумма расходов всех агрегатов:

$$\sum_{h=1}^{H} B_{djft}\left(y_{jhft} + z_{jhft}\right) = \lambda_{djft}, \qquad t = 1, \dots, T-1; \\ j = 1, \dots, J; \ \ f = 1, \dots, F; \ \ d = 1, \dots, D. \qquad (7)$$

Соответственно для последнего интервала $t = T$[16]

$$\sum_{h=1}^{H} B_{djft} q_{jhfT} = \lambda_{djfT}, \qquad j = 1, \dots, J; \ \ f = 1, \dots, F; \ \ d = 1, \dots, D. \qquad (7')$$

Наращивание мощности электростанции j будет определяться задаваемым темпом, т.е. числом вводимых на ней агрегатов в год t:

$$\sum_{h=1}^{H} y_{jhfT} = n_{jft}, \qquad t = 1, \dots, T-1; \ j = 1, \dots, J; \ \ f = 1, \dots, F. \qquad (8)$$

Для электростанций, которые не участвуют в покрытии графика нагрузки в год t, $t = 1, \dots, T-1$, а также на тех, где в год t закончен ввод новых агрегатов, $t = t' + 1, \dots, T-1$, наращивания мощности нет, т.е.

$$\sum_{h=1}^{H} y_{jhft} = 0, \qquad j = 1, \dots, J; \ \ f = 1, \dots, F. \qquad (8')$$

Соответственно для последнего интервала $t = T$:

$$\sum_{h=1}^{H} q_{jhfT} = \alpha. \qquad (8'')$$

[16] Расход топлива по замыкающей электростанции определяется аналогичным образом.

Здесь $\alpha = s_{jf}$, если станция вводится в течение расчетного периода; $\alpha = 0$, если станция не сооружается.

Для каждой существующей ЛЭП интенсивность работы будет равна числу цепей, введенных до начала расчетного периода. Это означает, что рабочий поток по ЛЭП не может превысить суммарную пропускную способность всех цепей по мощности и энергии:

$$\sum_{i=1}^{I}\left(x_{ff'it} + x_{f'fit}\right) = m'_{ff'}, \qquad ff' = 1, \dots, L', \;\; t = 1, \dots, T. \tag{9}$$

Для каждой новой ЛЭП это условие в году t запишется аналогично:

$$\sum_{i=1}^{I}\left(v_{ff'it} + v_{f'fit}\right) = m''_{ff't}, \qquad ff' = 1, \dots, L'', \;\; t = 1, \dots, T. \tag{9'}$$

В модели принято обязательное использование агрегатов электростанции, введенных в году t, во все последующие годы расчетного периода. Демонтаж оборудования не предусматривается. Это условие обеспечивается соотношениями:

$$\sum_{h=1}^{H}\left(y_{jhft} + z_{jhft} - z_{jhf(t+1)}\right) = 0, \qquad t = 1, \dots, T-2;\; j = 1, \dots, J;\;\; f = 1, \dots, F. \tag{10}$$

Соответственно для последнего интервала T и предшествующего ему года $T-1$ имеем:

$$\sum_{h=1}^{H}\left(y_{jhf(T-1)} + z_{jhf(T-1)} - q_{jhfT}\right) + \rho_{jfT} = 0. \tag{10'}$$

Аналогичные зависимости для ЛЭП, вводимых в течение расчетного периода:

$$\sum_{i=1}^{I}\left[\left(v_{ff'it} + v_{f'fit}\right) - \left(v_{ff'i(t+1)} + v_{f'fi(t+1)}\right)\right] + \pi_{ff'(t+1)} = 0, \tag{11}$$

$$ff' = 1, \dots, L'', \;\; t = 1, \dots, T-1.$$

Учет постоянных составляющих капиталовложений и эксплуатационных издержек при вводе первого агрегата электростанции j в году t обеспечивается уравнениями:

$$\sum_{h=1}^{H}\left(-y_{jhft} + y_{jhf(t+1)}\right) - \varphi_{jft} + \psi_{jft} = \begin{cases} 0, & t = 1, \dots, t'; \\ 1, & t = t'+1, \dots, T-2. \end{cases} \tag{12}$$

Если ввод электростанции происходит в последнем году расчетного периода, то:

$$\sum_{t=1}^{T}\varphi_{jft} = \beta. \tag{12'}$$

Здесь $\beta = 0$, когда станция не вводится; $\beta = 1$, если электростанция вводится в течение расчетного периода.

Как видно из приведенной модели, частично целочисленное решение может быть получено при заранее заданных целых значениях правых частей условий (8), (8′), (8″), (9), (9′), (12), (12′). Поэтому при использовании программ линейного программирования должен быть осуществлен по определенным правилам перебор допустимых вариантов этих частей, обеспечивающий получение приближенного решения, близкого к глобальному оптимуму. В практических задачах такой перебор, как правило, существенно ограничен по техническим и экономическим условиям, что делает допустимым направленное проведение расчетов. Для оценки достигнутого приближения может быть использовано решение задачи размещения электростанций как задачи линейного программирования с непрерывными переменными. По полученному плану задачи линейного программирования ее функционал должен быть приведен в сопоставимый вид с функционалом приближенного частично целочисленного решения. Величина разности значений пересчитанного функционала задачи линейного программирования, принятого за «базу», и функционала частично целочисленного решения позволяет установить эффективность выполненных шагов приближения.

Для получения приближенного частично целочисленного решения могут быть использованы два подхода. Первый состоит в направленном переборе вариантов решения на основе анализа объективно обусловленных оценок в линейных динамических задачах. Оценки условий (8), (8″), (9), (9′) характеризуют приращение функционала от ввода в оптимальный план электростанций и ЛЭП в момент *t*. При размещении станций разной мощности оценки должны быть приведены к сопоставимому виду. По соотношению сумм этих оценок за весь расчетный период может быть определена эффективность ввода каждой электростанции. В первую очередь ввод мощности производится на той станции, для которой сумма оценок наименьшая. В этом случае обеспечивается наименьшее приращение минимизируемого функционала из всех возможных вариантов ввода объектов [5],

Направленный перебор вариантов осуществляется следующим образом. В первый год расчетного периода условно принимается обязательный ввод всех рассматриваемых электростанций (с учетом дискретности и темпов ввода мощности). Решая задачу при этих условиях, получаем динамические оценки для каждого объекта. По этим оценкам, приведенным к сопоставимому виду, ранжируем электростанции относительно эффективности ввода их мощности в первом году расчетного периода. После этого проводится повторный расчет с вводом в первом году лишь выявленных эффективных электростанций, а всех остальных — начиная со второго года расчетного периода. Число станций, намечаемых к вводу, определяется как минимально

необходимое для обеспечения балансов мощности и энергии в году *t*. Повторяя подобные расчеты для всех лет периода, получаем оптимальные места размещения и последовательность ввода электростанций. Сравнительный анализ сумм динамических оценок для станций и ЛЭП при разных условиях их ввода позволяет исключить из рассмотрения большую часть вариантов, не ведущих к оптимальному решению.

Другим подходом может служить метод экспертного отбора вариантов размещения объектов. На основе анализа балансов мощности и энергии энергосистемы в целом устанавливается минимально необходимое число вводимых агрегатов и намечаются возможные варианты размещения электростанций по отдельным энергоузлам. Следует отметить, что начало ввода электростанции предопределяет ввод ее агрегатов (в соответствии с заданными темпами) для нескольких последующих лет. Это существенно уменьшает число сравниваемых вариантов. Многочисленные практические расчеты показали, что число таких вариантов невелико, а решение вполне допустимо при использовании быстродействующих программ. Из рассмотренных вариантов выбираются варианты с минимальным значением функционала и близкие к нему. Они являются базой для дальнейшего углубленного анализа и принятия решения. Эффективность такого подхода к решению задачи размещения электростанции, конечно, существенно зависит от опыта специалистов, намечающих конкурирующие варианты для расчетов.

Описанные модель и методы приближенного решения частично целочисленной задачи использовались для выбора оптимального размещения крупных тепловых электростанций в объединенной электроэнергетической системе [6].

Литература

1. А. Б. Поманский, А. Д. Шапиро. Итеративные методы для решения отраслевых задач, содержащих дискретные переменные. Докл. АН СССР, 1969, т. 186, № 1.

2. А. А. Корбут, Ю. Ю. Финкельштейн. Дискретное программирование. М., «Наука», 1969.

3. А. С. Некрасов, Ю. С. Кретинина. Моделирование перспективного развития электроэнергетической системы. Экономика и матем. методы, 1969, т. V, вып. 1.

4. Методика технико-экономических расчетов в энергетике. М., 1966 (Госкомитет СМ СССР по науке и технике).

5. Л. В. Канторович. Экономический расчет наилучшего использования ресурсов. М., Изд-во АН СССР, 1959.

6. А. С. Некрасов, Ю. С. Кретинина, В. В. Ершевич, Э. А. Штейнберг. Размещение базисных конденсационных электростанций. Электрические станции, 1973, № 8.

Эффективность применения новых технологий сжигания топлива на тепловых электростанциях[17]

Реализация основных положений Энергетической программы по всемерной экономии топочного мазута, а затем и природного газа обусловливает в перспективе рост доли твердого топлива в топливном балансе электростанций [1]. По оценкам она повысится примерно с 35 % в 1980 г. до 42–45 % в конце столетия. Во всех крупных регионах страны на тепловые электростанции будет приходиться не менее 60–70 % общего объема потребления угля. Вместе с тем уже сейчас большинство ТЭС, особенно в европейских регионах, работает на непроектном топливе ухудшенного качества. Это приводит к снижению их экономичности и значительным народнохозяйственным потерям [2]. Поэтому в последние годы увеличилось количество работ по созданию и отработке новых конструкций топочных устройств, работающих на низкосортных топливах.

В СССР и за рубежом ведутся большие работы по исследованию условий сжигания высокозольных топлив и отходов углеобогащения в вихревых топках и топках с кипящим слоем [3]. Основным направлением здесь является создание новых котельных агрегатов, реализующих эти методы сжигания. Однако в неменьшей степени должно быть обращено внимание на создание новых способов сжигания низкокачественных высокозольных топлив в предтопках с кипящим или фонтанирующим слоем для котлов модернизируемых и реконструируемых ТЭС, в том числе с блоками 200 и 300 МВт и неблочным оборудованием. Для этой цели может быть использован, например, способ сжигания низкокачественных углей, а также сланцев в аэрофонтанном предтопке с предварительным полукоксованием исходного топлива методом твердого теплоносителя (АФП), разработанный в Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского совместно с Южтехэнерго, НПО ЦКТИ и Институтом проблем моделирования в энергетике АН УССР [4, 5]. Этот способ по техническим и технологическим характеристикам достаточно полно отвечает требованиям реконструкции действующих электростанций. Он позволяет решить ряд проблем повышения эффективности сжигания низкосортного топлива на действующих ТЭС: стабильно подавать в котлоагрегат высококачественную парогазовую смесь (до 29 300 кДж/кг); довести возможность разгрузки пылеугольных котлоагрегатов до уровня газомазутных; полностью вытеснить использование газомазутного топлива для стабилизации процесса горения; разместить дополни-

[17] Ж. «Электрические станции», № 9, 1987 г. Соавторы: Горюнов П.В., Перепелкин А.В. Полянская Т. М.

тельное оборудование на месте демонтируемых шаровых мельниц без реконструкции главного корпуса ТЭС; значительно снизить выбросы вредных веществ в атмосферу (окислов азота примерно на 40 %, окислов серы на 20 %, золы на 50 %); расширить топливную базу электростанций за счет использования топлив, которые не могут быть эффективно сожжены в пылеугольном факеле.

На рисунке представлена принципиальная технологическая схема модуля, реализующего данный способ сжигания и предназначенного для двухстадийного сжигания высокозольного топлива. Работа установки осуществляется следующим образом. Исходное топливо из бункера сырого топлива 1 подается в расходный бункер (бункер-смеситель) 2, откуда шнековым питателем 4 — в реактор пиролиза 5. Бункер-смеситель служит для сглаживания пульсации расхода поступающего из бункера сырого топлива 1 и подачи холодной золы 3 для заполнения установки при пуске. В реакторе пиролиза 5 сырое топливо нагревается до заданной температуры (600–650 °С) и выдерживается определенное время в нагретом состоянии. Нагрев исходного топлива осуществляется без доступа воздуха путем смешения его с горячей золой, поступающей в его верхнюю часть (полукоксование). Из нижней части реактора пиролиза горячий полукокс (смесь твердого остатка исходного топлива и золы) подается шнековым питателем 6 в разгонно-транспортный участок аэрофонтанной топки (АФТ) 7, где осуществляется его сжигание. Воздух на горение подается ниже ввода полукокса. Аэродинамика в аэрофонтанной топке такова, что в ней создается многократная циркуляция твердых частиц, обусловливающая длительность их пребывания в объеме АФТ. Основным условием ее надежной эксплуатации является поддержание температуры в камере горения ниже температуры размягчения золы. Это обеспечивается при изменении теплоты сгорания исходного топлива изменением соотношения количества золы и исходного топлива, подаваемых в реактор пиролиза. Горение полукокса происходит с избытком воздуха меньше 1, т. е. параллельно идет процесс частичной газификации. Продукты горения полукокса обеспыливаются в циклоне теплоносителя 8, а затем через горелку сбрасываются в топку котла 10. Выделившийся в реакторе пиролиза пиролизный газ (парогазовая смесь) направляется через горелку также в топку котла. Зола, отделенная в циклоне теплоносителя, через делитель золы поступает частично в реактор пиролиза в качестве теплоносителя процесса, а ее излишек — в зольный теплообменник 9, где она отдает свою тепловую энергию воздуху, подаваемому в АФТ.

Аэрофонтанный способ сжигания твердого топлива основывается на выполненных в ЭНИН им. Г. М. Кржижановского теоретических разработках и опыте их промышленного внедрения. В 1984–1985 гг. совместно с Южтехэнерго на опытной установке проведен предварительный ком-

плекс работ по сжиганию менилитовых сланцев, львовско-волынских углей, отходов углеобогащения в циркулирующем кипящем слое.

Одновременно с дальнейшим развитием и освоением техники и технологии нового способа сжигания необходимо экономическое обоснование эффективности его применения как одного из возможных вариантов модернизации и реконструкции оборудования действующих ТЭС. Такое обоснование с учетом требований системного подхода к исследованиям в энергетике должно проводиться по трем основным направлениям с позиций оценки эффективности: применение нового способа сжигания непосредственно на ТЭС; вовлечение в топливный баланс электростанций низкокачественных высокозольных топлив; варианты энергоснабжения соответствующих регионов.

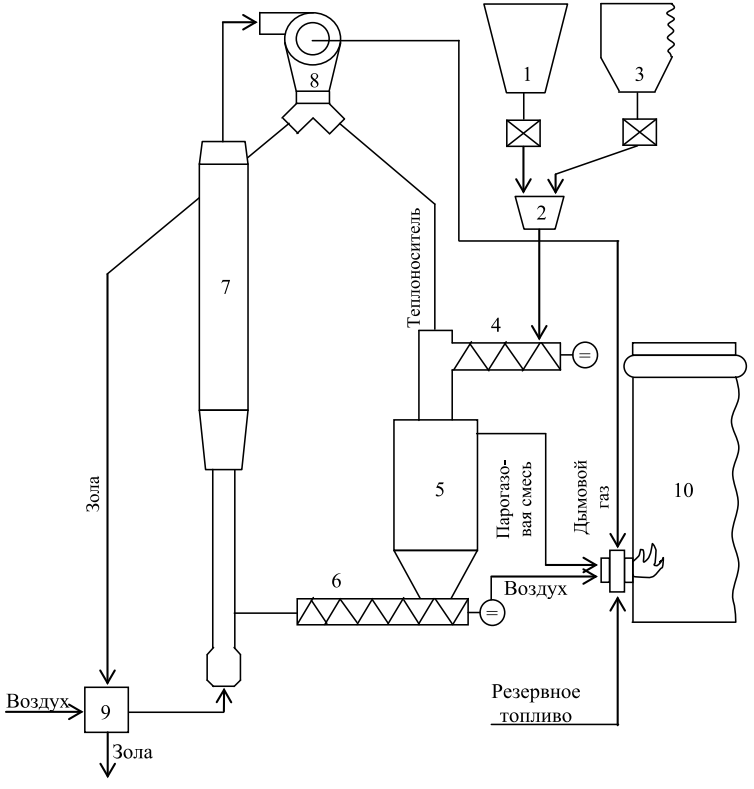


Рисунок — Принципиальная технологическая схема модуля аэрофонтанной топки:

1 — бункер топлива; 2 — бункер-смеситель; 3 — бункер холодной золы; 4 — шнек топлива; 5 — реактор пиролиза; 6 — шнек полукокса; 7 — аэрофонтанная топка; 8 — циклон теплоносителя; 9 — зольный теплообменник; 10 — котел.

При оценке эффективности внедрения новой технологии на ТЭС в качестве альтернативных рассматривались варианты сжигания: традиционным факельным способом — низкокачественного топлива без реконструкции и при реконструкции оборудования, а также обогащенного топлива, соответствующего или близкого по качеству к проектному топливу; новым способом — низкокачественного топлива. За базовый, оптимальный вариант, был принят вариант работы ТЭС на проектном топливе. Оценочная функция по указанным вариантам рассчитывалась как сумма дополнительных затрат и ущербов в народном хозяйстве относительно этого базового варианта.

Расчеты ЭНИН показывают, что наиболее экономичными являются варианты сжигания обогащенного топлива и реконструкция ТЭС на основе применения нового способа сжигания: максимальное значение дополнительных затрат в обоих случаях составляет примерно треть от соответствующих затрат в варианте сжигания низкокачественного топлива традиционным способом без реконструкции оборудования. Реконструкция оборудования ТЭС при сохранении факельного способа сжигания менее эффективна.

Оценка эффективности вовлечения в топливный баланс электростанций низкокачественного топлива базируется на сопоставлении вариантов поставок и сжигания этого топлива новым способом с учетом затрат на реконструкцию и дальнепривозного качественного замыкающего топлива, близкого к проектному. При этом низкокачественное топливо рассматривается как местное, целесообразное расстояние перевозок которого не превышает 300–500 км в зависимости от теплоты сгорания.

Экономическая эффективность энергоснабжения районов определялась путем сравнения затрат на производство электроэнергии на ТЭС, сжигающей низкокачественное топливо новым способом, и замыкающих затрат на электроэнергию в этом районе.

Оценки границ относительной экономической эффективности использования низкокачественного топлива при новом способе его сжигания для обоих случаев показывают эффективность применения на ТЭС аэрофонтанного способа сжигания в большинстве регионов страны, и прежде всего в ее европейской части. При этом следует иметь в виду, что в связи с повышением требований к безопасности функционирования атомных станций можно ожидать повышения затрат на их сооружение и эксплуатацию и, как следствие, замыкающих затрат на энергетические ресурсы в этом регионе. Это сделает применение новых способов сжигания низкокачественного топлива на ТЭС еще более эффективным.

Полученные выводы справедливы и для других новых технологий сжигания топлива на ТЭС, энергетически и экономически сопоставимых с рассмотренным аэрофонтанным способом.

Заметные достижения имеются в настоящее время в освоении и внедрении промышленно-отопительных котлов небольшой мощности со сжиганием низкокачественного топлива в кипящем слое. При традиционных способах сжигания такие котлы используют в основном сортовое качественное топливо.

Возможность эффективного сжигания на электростанциях и в котельных низкокачественного топлива позволило бы рассматривать в качестве перспективной новую схему их топливоснабжения, когда электростанции и котельные, размещенные вблизи угольных (сланцевых) бассейнов и месторождений и углеобогатительных фабрик, реконструируются для использования этого топлива, и высвобождаемое таким образом качественное топливо поставляется на ТЭС и котельные, удаленные от топливных баз. При этом, по-видимому, можно по-новому подойти к проблеме обогащения энергетических углей: по-прежнему проводить обогащение по неглубокой схеме (примерно до 13 мм), поставляя обогащенное топливо на ТЭС и котельные с традиционным способом сжигания, а высокозольные мелкие фракции направлять электростанциям и другим потребителям, переоборудованным на новые способы сжигания топлива. В этом случае снижаются затраты на обогащение, ликвидируются отвалы обогатительных фабрик и безвозвратные потери топлива, возникающие в процессе обогащения.

Анализ взаимного размещения возможных топливных баз и конкретных электростанций, намеченных к реконструкции и модернизации до 2000 г., показал, что практически все они расположены в радиусе до 500 км от центров производственных объединений угледобывающих предприятий, а примерно 50 % их мощностей — в радиусе 100 км. Эти электростанции могут рассматриваться в качестве первоочередных потребителей низкокалорийного топлива. Сюда же можно отнести котельные угледобывающих и углеперерабатывающих предприятий.

В заключение следует отметить, что приведенные результаты являются в значительной степени предварительными и должны быть в дальнейшем уточнены промышленным экспериментом на углях различного качества. Тем не менее, они показывают необходимость интенсивного проведения исследований в области разработки, освоения и внедрения новых технологий сжигания топлива на ТЭС. Это тем более важно, что обеспечение эффективного сжигания низкокачественного топлива на электростанциях и вовлечение его в топливный баланс ТЭС в европейских регионах страны может стать одним из возможных вариантов развития электроэнергетики этих регионов, дополняющих атомную программу.

Выводы

Разработка и применение новых способов сжигания топлива могут расширить топливную базу электростанций.

Целесообразной схемой топливоснабжения может стать обеспечение местным низкокачественным топливом ТЭС, переоборудованных на новые способы сжигания и расположенных вблизи ресурсов этого топлива, а высококачественным обогащенным топливом — ТЭС с традиционным способом сжигания топлива, размещенных вдали от местных топливных ресурсов. Следует ускорить промышленную проверку новых способов сжигания низкосортных топлив для оценки возможности их применения к тем или иным конкретным видам топлива и уточнения экономической эффективности новых технологических решений.

Литература

1. Основные положения Энергетической программы СССР. М.: Политиздат, 1984.

2. Роддатис К. Ф., Шахсуваров К. В. О потерях в народном хозяйстве из-за пониженного качества углей для тепловых электростанций. — Электрические станции, 1985, № 1.

3. Рыжаков А. В., Полферов К. Я. Низкотемпературное сжигание отходов углеобогащения и низкосортных топлив. Обзорная информация. Сер. 1. Тепловые электростанции, теплофикация и тепловые сети. Вып. 8. М.: Информэнерго, 1984.

4. А. с. 1015183 (СССР). Аэрофонтанная топка. Перепелкин А. В., Иорудас К. А., Петров М. С. и др. Опубл. в Б. И. 1983, № 16.

5. А. с. 1198315 (СССР). Способ сжигания твердого топлива. Дзедзик Р. П., Синякевич Б. Г., Вайнштейн Л, П. и др. Опубл. в Б. И. 1985, № 46.

Народнохозяйственное резервирование в электроэнергетике[18]

Конец восьмидесятых годов характеризуется напряженным электрическим балансом в ряде объединенных энергосистем страны и по ЕЭС страны в целом. В отдельные периоды отклонения частоты и напряжения в сети от номинала превышали допустимые величины. Введена и действует система планово-предупредительных ограничений некоторых категорий потребителей электроэнергии. Вызвано это совокупностью причин, интегрально выраженных в недостатке резервов мощности производства электроэнергии.

В электроэнергетике для определения значений оперативного и ремонтного резервов мощности существуют методики расчета и накапливается исходная информация. Однако наряду с этими видами резерва в современных условиях остро возрастает потребность в народнохозяйственных резервах мощности и энергоресурсов, значение которых пока методически строго не обосновано. В про-

[18] Ж. «Гидротехническое строительство», № 7, 1987 г. Соавтор Елаховский С.Б.

ектной практике оно принимается равным 1–2 % [1]. В то же время функции народнохозяйственных резервов настолько значимы, что их создание в электроэнергетике должно рассматриваться как самостоятельная важная проблема.

Следует отметить, что эта проблема широко рассматривалась еще в 1930-х годах в работах Энергетического института им. Г. М. Кржижановского АН СССР, когда создавалась методология комплексного подхода к изучению электроэнергетики как сложной развивающейся системы [2, 3]. Исследование народнохозяйственного резерва уже тогда стало актуальным в связи с тем, что в период 1932–1937 гг., вслед за интенсивным развитием электроэнергетики в десятилетие выполнения плана ГОЭЛРО, наметилось отставание ввода энергетических мощностей от роста электрической нагрузки. Именно тогда эта проблема подверглась глубокому анализу в работе В. И. Вейца [2], где, видимо, впервые было сформулировано само понятие «народнохозяйственные резервы», в отличие от «технических резервов» — аварийного, нагрузочного и ремонтного. При этом под термином «народнохозяйственные резервы» в работе понимались резервы мощности и энергоресурсов, предназначенные для покрытия незапланированного роста потребности в электроэнергии, который может произойти «по ряду мотивированных с народнохозяйственной точки зрения причин».

Такая трактовка народнохозяйственных резервов в электроэнергетике по существу сохранилась до настоящего времени, найдя отражение в ряде учебных пособий, инструктивных материалов и изданий, например в [4]. Являясь достаточно логичной в годы первых пятилеток, в период очень высоких темпов развития народного хозяйства страны, когда вследствие ряда причин не могла осуществляться полная сбалансированность экономики, эта трактовка народнохозяйственных резервов, на наш взгляд, сегодня нуждается в уточнении.

Представляется, что в настоящее время в трактовке народнохозяйственных резервов в электроэнергетике упор должен быть сделан не на обеспечение электроэнергией непредусмотренного опережающего развития других отраслей, а на предотвращение негативных последствий от непредвиденных крупных и неблагоприятных возмущений в системе электроснабжения. Это особо важно, когда планирование и прогнозирование развития экономики страны основано на развитой системе межотраслевых и межрегиональных балансов.

В современных условиях выявляются и становятся актуальными также и новые аспекты проблемы народнохозяйственного резервирования, которые ранее или не возникали или не анализировались достаточно подробно. В сжатой форме они рассмотрены ниже.

Факторы и обстоятельства, вызывающие потребность в народнохозяйственных резервах в электроэнергетике

Можно выделить, по крайней мере, пять факторов, анализ которых приводит к выводу о необходимости создания народнохозяйственных электроэнергетических резервов:

1.«Неполнота» системной надежности. Фактор этот связан с тем, что нормативы надежности функционирования отдельных объектов и подсистем электроэнергетики в проектных и перспективных расчетах по экономическим соображениям принимаются меньшими 1,0. Так, например, норматив обеспеченности гарантированной выработки гидроэлектростанций в проектной практике варьируется в пределах 0,80–0,95. Надежность топливоснабжения электростанций вообще не имеет строгих методов обоснования. Не учитывается и вероятность неблагоприятных сочетаний водности рек и условий функционирования ТЭС (топливоснабжения, температур наружного воздуха и др.);

2.Геофизические явления редкой повторяемости — землетрясения, ураганы, продолжительные температурные аномалии, чрезвычайные гололедные явления и т. п. — не имеющие надежного прогноза и сегодня должным образом не учитываемые. Практика, однако, показывает, что они способны привести к глубоким и длительным негативным воздействиям на электроснабжение народного хозяйства в крупных регионах страны;

3.Непредвиденные обстоятельства, возникающие при освоении новой энергетической техники и технологии, новых энергоресурсов, новых районов добычи топлива, требующие временных мер для компенсации снижения энергоснабжения потребителей;

4.Ошибки проектирования, ошибки и недостатки хозяйственной практики, устранение некоторых может выйти за допустимые пределы снижения оперативно-технических резервов энергосистемы;

5.Обстоятельства экономико-политического характера, связанные с необходимостью оказания помощи энергетическими ресурсами дружественным странам.

Все перечисленные выше факторы оказывают непосредственное влияние на совокупную (системную) надежность функционирования электроэнергетики. Естественно, что необходимо стремиться к тому, чтобы эта надежность была близкой к 1,0. Однако прямой учет каждого из указанных факторов и определение параметров отдельных объектов и подсистем электроэнергетики по их наименее благоприятным значениям (что эквивалентно установлению системной надежности, практически равной 1,0) ведет к существенному занижению параметров и ухудшению экономических и энергетических показателей объектов и подсистем.

В этих условиях действенным способом повышения эффективности отдельных объектов и их объединений (подсистем), а также сред-

ством обеспечения необходимой надежности функционирования электроэнергетики, является определенное снижение частных показателей надежности при одновременном создании народнохозяйственных резервов в целом по отрасли.

Характер народнохозяйственных резервов

Вполне очевидно, что народнохозяйственные резервы в электроэнергетике существенно отличаются по своему характеру от нагрузочного, ремонтного и аварийного видов резервов. Эти оперативно-технические резервы находятся в непосредственном распоряжении диспетчерских служб энергосистем, ОЭС и ЕЭС страны; резервы же народнохозяйственные следует рассматривать как многолетние резервы общегосударственного назначения. В отличие от оперативно-технических резервов, которые в основном являются резервами мощности (за исключением ремонтного резерва), народнохозяйственные резервы — это главным образом резервы энергии, обеспеченные мощностью для их использования.

Концентрация народнохозяйственных резервов

По своему назначению и условиям управления народнохозяйственные резервы в электроэнергетике должны быть концентрированными и расположенными вблизи основных центров электрических нагрузок ЕЭС страны. Большая протяженность ЕЭС СССР, наличие в ее составе энергообъединений, имеющих пока еще недостаточно сильные электрические связи между собой, необходимость обеспечения высокой надежности электроснабжения в условиях раздельной работы отдельных частей ЕЭС позволяют считать целесообразным создание нескольких «очагов размещения» (районов влияния) народнохозяйственных резервов в пределах всей ЕЭС СССР. В первом приближении представляется возможным рассмотреть концентрацию народнохозяйственных электроэнергетических резервов по таким крупным регионам: европейская часть страны (включая ОЭС Урала); Сибирь с энергосистемами Северного Казахстана; Средняя Азия и южная часть Казахстана; Дальний Восток. По-видимому, заслуживает внимания создание народнохозяйственных резервов и для ОЭС Закавказья.

Объекты размещения народнохозяйственных резервов (электростанции, выполняющие функции такого резервирования)

В принципе, в качестве объектов размещения народнохозяйственных резервов могут рассматриваться все основные типы электростанций — КЭС и ТЭЦ на органическом топливе, АЭС и ГЭС. Где и какие электростанции могут использоваться для народнохозяйственного резервирования, должно быть установлено в результате специального анализа. Однако предварительные соображения о предпочтительности того или иного

типа электростанций можно высказать уже сейчас — в их основе лежат требования к электростанциям и энергоресурсам, предназначенным для целей такого резервирования.

Достаточно очевидно, что для выполнения функций народнохозяйственного резервирования предпочтительны те электростанции, которые имеют: большой «срок жизни», т.е. большой срок морального и физического износа; высокий КПД преобразования энергоресурсов в электроэнергию; энергоресурс, не подверженный неблагоприятным изменениям (старению, снижению энергоемкости) при длительном хранении; высокую надежность в работе (низкую собственную расчетную аварийность).

На основе анализа наиболее очевидных из числа этих требований в качестве рабочей гипотезы выскажем соображение о целесообразности использования для указанных целей, прежде всего гидроэлектростанций (каскадов ГЭС) с водохранилищами длительного регулирования. Эти функции и предпочтительность рассмотрения их в качестве объектов размещения народнохозяйственных резервов в электроэнергетике можно обосновать следующими аргументами.

Энергоресурсы ГЭС (запасы воды в водохранилищах, сосредоточенные на определенной высоте) в отличие от энергоресурсов других типов электростанций (например, угля для ТЭС) с течением времени не подвергаются старению и не меняют своих первоначальных свойств.

Гидроэлектростанции, как источники электроэнергии, в сравнении с электростанциями других типов обладают высоким техническим совершенством — они имеют длительный срок морального и физического износа, высокий КПД преобразования энергоресурса в электроэнергию, высокий уровень надежности функционирования (низкую собственную аварийность), высокую степень готовности к работе, большую маневренность.

Поступление (возобновление) энергоресурсов для ГЭС осуществляется по естественным магистралям (руслам рек), не подверженным опасности разрушения, повреждения или перегрузки — в отличие от магистралей, по которым производится снабжение энергетическими ресурсами тепловых электростанций (различных трубопроводных систем, железных дорог и т.п.).

Народнохозяйственный резерв энергоресурсов на ГЭС может создаваться, как правило, за счет дополнительной емкости водохранилища путем повышения отметки НПУ. Это означает, что в отличие от аналогичного запаса энергоресурсов на ТЭС (например, угля) этот резерв не лежит «мертвым грузом» в течение всего длительного периода времени, пока он не используется, а «работает» на увеличение выработки ГЭС, так как повышает ее напор.

Весьма важным для ряда регионов страны (и, в первую очередь, для южных и юго-западных) является комплексный характер использова-

ния народнохозяйственных запасов воды. В водохранилищах комплексных гидроузлов эти запасы могут рассматриваться одновременно и как народнохозяйственные резервы энергоресурсов и как крупномасштабный резерв водообеспечения промышленности, сельского хозяйства, коммунально-бытовых нужд населения.

Необходимо отметить, что отечественная практика электроснабжения народного хозяйства имеет немало примеров, когда гидроэлектростанции (или насосные станции) использовались в качестве народнохозяйственных резервов электроэнергии, а также случаев, когда была острая необходимость в таких резервах, но их или не было, или они по некоторым причинам не могли быть использованы.

В качестве примера первой группы укажем на использование насосных станций на канале им. Москвы в генераторном режиме в годы Великой Отечественной войны. В середине 1970-х годов имел место опыт использования функций народнохозяйственного резервирования гидроэлектростанциями Волжско-Камского каскада. Для удовлетворения потребностей народного хозяйства в условиях непредвиденного дефицита энергетического топлива и отставания вводов мощностей на ТЭС водохранилища каскада в зимний период срабатывались ниже отметок, регламентированных правилами их эксплуатации. При этом ГЭС каскада обеспечивали повышенную по сравнению с проектной гарантированной выработку электроэнергии.

В качестве примеров второй группы можно указать следующие. Как известно, авария на Чернобыльской АЭС и остановка на продолжительный срок этой электростанции вызвали определенные трудности электроснабжения потребителей в ОЭС Юга. Эти трудности могли бы быть существенно смягчены за счет повышенной выработки ГЭС Волжско-Камского каскада, как источника народнохозяйственного резерва энергии. Однако, пропускная способность линий электропередач, связывающих ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги с ОЭС Юга была не достаточна. Отсутствие народнохозяйственных резервов электроэнергии в ОЭС Сибири в конце последнего затяжного маловодья в бассейнах Ангары и Енисея также было причиной ограничений электроснабжения промышленности в этом регионе, которых удалось бы в существенной мере избежать, если бы часть объема Братского водохранилища рассматривалась как народнохозяйственный резерв энергии.

Наконец, надо отметить небольшие по масштабам, но чувствительные для электроснабжения важных промышленных объектов ограничения, наблюдавшиеся в последние годы вследствие затянувшегося маловодья на отдельных реках Сибири. Речь идет о ситуациях, сложившихся в изолированных энергосистемах, когда для компенсации существенного снижения выработки электроэнергии на ГЭС в течение длительного периода пришлось в экстренном порядке устанавливать газотурбинные элек-

тростанции мощностью в несколько десятков МВт. Можно с уверенностью утверждать, что затраты на эти чрезвычайные мероприятия (с учетом завоза качественного топлива) существенно превышают те затраты, которые потребовались бы для своевременного создания народнохозяйственных резервов энергии в указанных районах.

Из приведенных примеров, естественно, не следует, что ГЭС, как объекты крупномасштабного резервирования энергии, в любых районах и условиях не имеют альтернатив или что такое их использование не связано ни с какими негативными последствиями. Напротив, можно отметить, что альтернативы в принципе есть всегда, и что выполнение, например, гидроэлектростанциями Волжско-Камского каскада функций народнохозяйственного резервирования вызывало в отдельные годы заметное ухудшение условий естественного воспроизводства рыбных запасов в низовье Волги. Однако в целом использование ГЭС для рассматриваемых целей, на наш взгляд, весьма перспективно. В связи с этим требуется, видимо, переосмысление как опыта работы некоторых ГЭС и их каскадов, так и их возможностей в качестве резервных источников электроэнергии.

Экономическое обоснование народнохозяйственных резервов

В настоящее время можно указать лишь на два принципиально разных подхода к экономическому обоснованию значений народнохозяйственных резервов. Первый подход — прямой экономический расчет, опирающийся на гипотезу о законе распределения вероятностей потребности в резервах и оценку ущерба при отсутствии таких резервов во всем возможном диапазоне потребностей в них. Второй подход — косвенный, основанный на оценке затрат в мероприятия, требуемые для предотвращения снижения национального дохода страны вследствие появления обстоятельств, вызывающих необходимость использования народнохозяйственных резервов. Эти затраты могут возникать в результате временного перемещения трудовых и материальных ресурсов на период устранения последствий воздействий упомянутых факторов и обстоятельств. Такое перемещение осуществляется из района с экстремальными условиями в район размещения народнохозяйственного резерва с соответствующей организацией их включения в сферу производства — например, за счет загрузки вторых и третьих смен аналогичных предприятий и получения, тем самым, недостающей продукции.

* * *

Затронутые выше различные аспекты проблемы народнохозяйственного резервирования в электроэнергетике с достаточной ясностью говорят о сложности ее решения. Однако очевидна высокая экономическая и социальная значимость данной проблемы. Научная и проектная выра-

ботка проблемы народнохозяйственного резервирования в электроэнергетике является весьма актуальной. Указанные в настоящей статье пути решения этой проблемы следует развивать и дополнять.

Литература

1. Волькенау И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергия, 1981.

2. Вейц В. И. Проблема электроэнергетических резервов в третьем плане электрификации // Электричество. 1937. № 19.

3. Кукель-Краевский С. А. Электроэнергетическая система. ГОНТИ, 1938.

4. Надежность систем энергетики (терминология). М.: Наука, 1980, вып. 95.

Проблема регулирования топливоснабжения[19]

Планирование энергетического хозяйства в целом и его отдельных топливных подсистем предполагает установление соответствия объемов добычи (производства) и потребления топлива за плановый период. Между тем, существует ряд факторов, определяющих значительные отклонения реальных условий топливоснабжения и топливопотребления от их плановых значений. К ним относятся:

• неравномерность протекания геофизических процессов, колебания температур наружного воздуха, освещенности, речного стока и т. п., определяющая регулярные и случайные колебания расходов топлива на выработку электроэнергии, отопительно-вентиляционные и, частично, технологические нужды в многолетнем, сезонном и календарном разрезах, а также колебания объемов добычи топлива;

• организационные мероприятия, влияющие на режимы работы добывающих и топливопотребляющих предприятий, в том числе спорадические изменения плановых заданий;

• принятая организация поставок топлива потребителям, определяющая согласованность его потреблений и поступления;

• случайные изменения объемов добычи (производства), потребления и поставок топлива, вызываемые аварийными ситуациями, а также нарушениями планов подачи железнодорожных вагонов, сроков поставок топлива, норм расхода топлива, и т. п. Большинство этих отклонений объективно не может быть полностью учтено при планировании топливоснабжения.

С другой стороны, реальный режим потребления топлива, как правило, не совпадает с оптимальным режимом его добычи (произ-

[19] Некрасов А.С., Полянская Т.М. Проблемы регулирования топливоснабжения. Сб. «Вопросы регулирования топливоснабжения», 1972.

водства). Последний соответствует равномерной загрузке производственных мощностей добывающих (производящих) предприятий в течение года.

Уточнение планов, достигаемое за счет учета сезонности потребления и добычи топлива, не исчерпывает проблему их согласования. В этих условиях регулирование призвано обеспечить надежность и устойчивость решений по планированию развития и текущей деятельности энергетического хозяйства.

Под регулированием следует понимать согласование режимов потребления, добычи (производства) и транспорта топливо с целью обеспечения необходимого уровня надежности топливоснабжения. Возрастающие требования к качеству и надежности топливоснабжения народного хозяйства при одновременном стремлении к устранению излишних издержек производства и потерь делают необходимой разработку оптимальной системы регулирования. Это означает создание оптимальной по количеству, качеству, структуре и территориальному размещению системы запасов топлива и резервов производственных мощностей и определение оптимальной политики управления ими.

В качестве критерия оптимальности системы регулирования топливоснабжения в целом может быть принят минимум суммы затрат на создание и функционирование этой системы и затрат вследствие дефицита топлива (народнохозяйственный ущерб). Народнохозяйственный ущерб характеризует экономические потери народного хозяйства из-за перерывов в топливоснабжении. Сравнение величин ущерба и затрат, связанных с созданием необходимых регулирующих мощностей или запасов топлива и с их управлением, позволяет определить экономически обоснованный уровень надежности топливоснабжения. Количественная оценка величины ущерба представляет собой одну из основных трудностей при разработке оптимальной системы регулирования. Это связано со сложностью учета многообразных последствий дефицита топлива, которые не всегда удается выделить и оценить количественно. До настоящего времени не разработаны даже приближенные методы оценки ущерба вследствие дефицита топлива.

В частном случае, при решении отдельных задач регулирования, допустимо использовать в качестве ограничения установленный априори уровень надежности топливоснабжения. При этом не требуется определять величину ущерба. Однако в этом случае практически неизбежна субъективность в оценке необходимого уровня надежности топливоснабжения. Использование такого подхода в масштабе всей системы может привести к неоправданным затратам в энергетическом хозяйстве.

К числу основных условий, влияющих на формирование оптимальной системы регулирования топливоснабжения, следует отнести:

• изменение структуры энергетического баланса страны и отдельных районов, характеризующееся ростом доли природного газа и нефти и снижением удельного веса твердого топлива. Одновременно в угольной промышленности в перспективе значительно повышается доля углей открытой добычи. Это снижает фондоемкость и трудоемкость отрасли, улучшает ее технико-экономические показатели. Условия регулирования каждого вида топлива существенно различны;

• изменение структуры потребителей отдельных видов топлива, а, следовательно, и режимов их потребления;

• техническую возможность и экономическую целесообразность взаимозаменяемости различных видов топлива у потребителей;

• концентрацию добычи (производства) и потребления и централизацию распределения различных видов топлива;

• необходимость обеспечения высокой надежности топливоснабжения потребителей в современных и перспективных условиях формирования энергетического баланса, когда значительно повышается доля дальнепривозного топлива, в том числе в европейской части страны;

• различную экономичность и надежность возможных способов регулирования неравномерности топливопотребления.

Создание оптимальной системы регулирования топливоснабжения предполагает решение следующих основных задач: определение объемов регулирования; выбор способа регулирования; определение оптимальной величины и качественной структуры совокупного запаса топлива и резерва производственных мощностей добывающих и перерабатывающих предприятий; установление оптимальных пропорций товарного и производственного запасов топлива; территориального размещения товарных запасов и резервов производственных мощностей, и, как следствие, определение объемов и размещения складов и хранилищ топлива; определение оптимальной политики управления запасами топлива.

Объем регулирования зависит от величины неравномерности потребления и добычи (производства) топлива. На него также влияют принимаемая политика поставок топлива потребителям, согласованность календарных режимов потребления, поставок и добычи топлива, случайные колебания их величины. Объем регулирования можно рассматривать как случайную величину. Ее среднее значение отвечает среднему объему регулирования, а стандартное отклонение и закон распределения характеризуют пределы допустимых колеба-

ний и обеспеченность возможных фактических значений. Каждому уровню обеспеченности объемов регулирования соответствует свой уровень надежности топливоснабжения. Следовательно, определение оптимального уровня надежности означает экономическое обоснование расчетной обеспеченности объемов регулирования. Определение объемов регулирования связано со статистической обработкой рядов фактических расходов топлива, температурных, гидрологических и т. п. рядов за многолетний период наблюдений. Изучаемыми объектами при определении объемов регулирования являются отдельные характерные группы потребителей или целые районы. В последнем случае важно учитывать структурные сдвиги в потреблении топлива за период наблюдений.

Регулирование неравномерности топливопотребления можно осуществлять несколькими способами. Основными из них являются: регулирование добычи (производства) топлива путем изменения величины загрузки действующих и создания резервных производственных мощностей; создание запасов топлива; регулирование потребления топлива. Выбор способа регулирования предполагает экономическую оценку и сравнение его различных вариантов. Применение методов математического моделирования существенно упрощает решение этой задачи.

Непосредственно с выбором способа регулирования связана задача размещения запасов топлива и резервов производственных мощностей. При этом должны сравниваться варианты хранения топлива на складах добывающих и потребляющих предприятий, а также базах и складах снабженческо-сбытовых организаций.

Оптимальная политика управления запасами топлива включает установление оптимальных величины запаса топлива, определяемой условиями календарного потребления и поступления топлива, и политики поставок топлива. Политика управления запасами топлива зависит от способа регулирования неравномерности топливопотребления, размещения запасов топлива, а также организации процесса топливоснабжения. В настоящее время существуют две формы организации поставок топлива. Одна из них основана на планировании поставок для заданного периода в соответствии с выделенными потребителям лимитами топлива. В этом случае условия топливоснабжения, складывающиеся в рассматриваемом периоде, не находят отражения в планах поставок топлива. При второй форме потребитель полностью регулирует его поступление в зависимости от изменения потребности путем заказов отдельных партий топлива. Для определения оптимальной политики управления запасами топлива могут применяться аналитические методы, динамическое программирование и статистическое моделирование.

Одним из важных вопросов разработки оптимальной системы регулирования топливоснабжения является установление структуры и принципиальной схемы связей отдельных задач регулирования (см. рис. 1).

Как видно из схемы, для задач регулирования так же как и для задач планирования, характерны временной, отраслевой и территориальный аспекты их разработки. Во времени необходимо выделять задачи календарного, сезонного и многолетнего регулирования. По отраслевому признаку следует различать задачи регулирования в системах газо-, нефте- и углеснабжения. Территориальный разрез связан с необходимостью регулирования топливоснабжения отдельных потребителей, их объединений, систем «поставщик — потребители», а также систем, образованных территориальными управлениями и конторами угле- и нефтеснабжения.

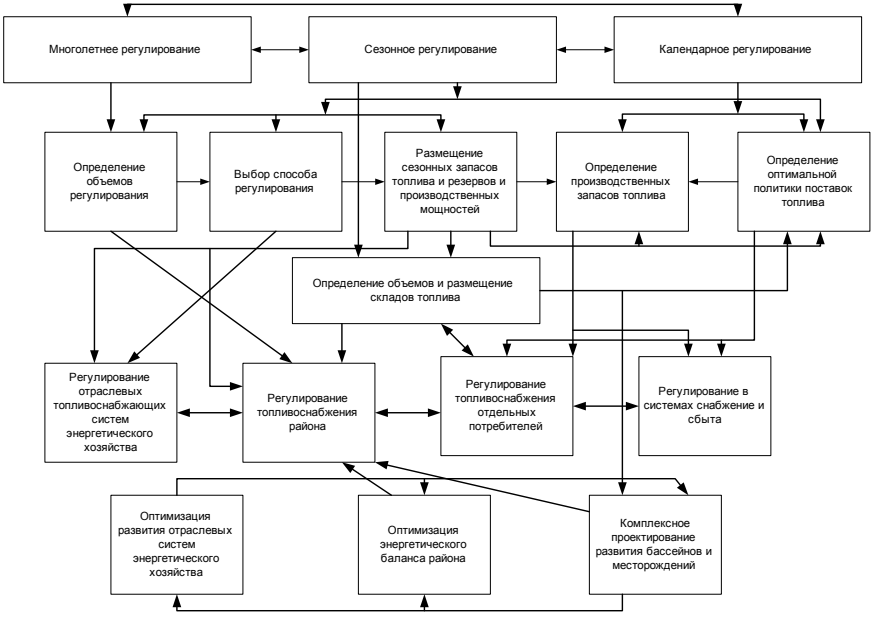


Рисунок 1. Структура и принципиальная схема связи задач регулирования топливоснабжения.

Календарное регулирование топливоснабжения обусловлено несовпадением графиков потребления, поставок и добычи (производства) топлива в течение суток, недели, месяца и отклонением фактических условий потребления и снабжения от плановых. Сезонное регулирование топливоснабжения связано с изменениями объемов и несовпаде-

нием режимов потребления, поставок и добычи топлива в течение года. Колебания величины сезонной неравномерности топливопотребления в связи с многолетними изменениями климатических и гидрологических условий определяют необходимость многолетнего регулирования топливоснабжения.

Регулирование в каждой из отраслевых топливоснабжающих систем требует обязательного учета специфических особенностей добычи, транспорта и использования природного газа, угля, нефти и нефтепродуктов. В их число, например, для системы *газоснабжения* следует включить:

• ограниченные возможности подземного хранения природного газа и его централизованный характер;

• ограничение объемов подачи газа пропускной способностью газопроводов;

• взаимосвязанность объемов потребления газа в районах, обслуживаемых одним газопроводом;

• непрерывность поступления газа потребителям;

• относительную простоту регулирования объемов добычи газа и т. п.

Для системы *нефтеснабжения* характерно:

• использование специальных видов транспорта при распределении нефти и нефтепродуктов (нефте- и продуктопроводы, железнодорожные и автомобильные цистерны, танкеры);

• зависимость объемов производства котельно-печного топлива от потребности народного хозяйства в светлых нефтепродуктах;

• возможность создания крупных централизованных нефтебаз районного и межрайонного значения и мелких мазутохранилищ у потребителей и т. п.

Отличительными особенностями системы *углеснабжения*, как и в целом твердого топлива, являются:

• технологическая возможность широкого регулирования объемов добычи, которая, однако, требует своего экономического обоснования;

• использование транспорта общего назначения при перевозках угля (железнодорожные вагоны и платформы, баржи, автомашины), что в свою очередь, определяет зависимость объемов его перевозок от сезонности перевозок других массовых грузов;

• дискретный характер поставок угля потребителям;

• относительная простота хранения, сопровождающаяся, однако, ухудшением качественных характеристик угля, особенно крупносредних классов и т. п.

Регулирование топливоснабжения территориальных систем связано с необходимостью учета условий формирования и функционирования их энергетического хозяйства.

Построение системы задач регулирования топливоснабжения предполагает согласование ее с задачами планирования энергетического хозяйства. Так, при перспективном планировании соответствующей энергетической отрасли должны решаться задачи выбора способа регулирования сезонной неравномерности топливопотребления и, в укрупненных показателях, размещение сезонных запасов топлива и резервов производственных мощностей.

При этом учитываются возможности взаимной компенсации колебаний потребления и производства топлива по районам страны, бассейнам и месторождениям. Соответственно, при перспективном планировании энергетического хозяйства района и районных отраслевых систем задача регулирования топливоснабжения включает также определение величины сезонной и многолетней неравномерности топливопотребления, размещения сезонных запасов топлива и резервов производственных мощностей непосредственно по объектам добычи (производства) и переработки топлива, определение объемов и размещения складов топлива. На этом уровне учитывается возможность взаимозаменяемости различных видов, марок и сортов топлива и взаимной компенсации колебаний потребности в топливе отдельных потребителей и различных видов топлива.

При текущем планировании и оперативном управлении системой топливоснабжения решаются задачи календарного регулирования топливоснабжения отдельных потребителей, систем «поставщик — связанные с ним потребители»; систем, образованных территориальными управлениями и конторами топливоснабжения. Они требуют учета особенностей потребления топлива и топливоснабжения отдельных потребителей и их групп, определяющих политику поставок топлива.

Для обеспечения глобального оптимума системы регулирования необходимы:

- согласование критериев и условий отдельных задач регулирования;
- установление очередности их решения, позволяющей использовать результаты предыдущей задачи в качестве входных параметров последующей;
- оптимальная увязка решений.

При построении оптимальной системы регулирования топливоснабжения необходимо учитывать, что совокупный запас топлива складывается из запасов различного назначения многолетнего, сезонного и календарного регулирования. В зависимости от причин образования и роли в регулировании топливоснабжения, эти запасы подразделяются на текущие и страховые запасы. Текущие запасы топлива связаны с обеспечением, нормальных условий функционирования системы топливоснабжения при условии совпадения фактических и плановых

объемов добычи, потребления и поставок топлива. К ним относятся товарные запасы топлива на шахтах, обогатительных фабриках, нефтеперерабатывающих заводах и других добывающих и перерабатывающих предприятиях, обусловленные непрерывностью добычи (производства) топлива и дискретностью его отгрузки потребителям или несогласованностью их режимов. Текущие производственные запасы топлива у потребителей предназначены для обеспечения нормального хода производственного процесса в перерывах между двумя очередными поступлениями топлива при дискретном процессе поставок. К текущим запасам относятся также сезонные запасы топлива, связанные со средней многолетней величиной сезонной неравномерности топливопотребления. Таким образом, текущие запасы всегда определяются как детерминированный показатель системы топливоснабжения.

Страховые заносы топлива создаются для обеспечения потребителей топливом в случае отклонения фактических условий топливоснабжения от плановых. Страховые производственные запасы определяются отклонениями фактических условий потребления и поступления топлива от плановых величин. Страховые сезонные запасы зависят от размера отклонений фактических сезонных расходов топлива от средних многолетних величин. Страховые запасы топлива являются вероятностной характеристикой системы топливоснабжения и от их величины зависит уровень надежности топливоснабжения.

Помимо текущих и страховых запасов существуют государственные резервы топлива, которые обеспечивают выполнение текущих планов народного хозяйства при возникновении непредвиденных обстоятельств. К их числу, например, можно отнести:

• решения директивных органов о значительных изменениях в производственных программах отдельных потребляющих или добывающих топливо предприятий;

• необходимость обеспечения топливом выпуска сверхплановой продукции;

• дополнительные поставки топлива на экспорт;

• компенсацию потерь топлива из-за аварий и стихийных бедствий и мероприятия по их ликвидации;

• другие целевые расходы топлива. Вопрос о величине государственного резерва топлива решается для страны в целом.

В процессе функционирования энергетического хозяйства возможна частичная взаимная компенсация запасов топлива различного назначения. В этой связи оптимальная величина совокупного запаса топлива должна быть, по-видимому, меньше суммы оптимальных значений ее отдельных составляющих. Однако для определения допустимой степени взаимокомпенсации запасов различного назначения предварительно должны быть установлены оптимальные величины каждого из них.

Проблема регулирования топливоснабжения, несмотря на ее важность для решения задачи оптимального управления энергетическим хозяйством, не привлекла к себе пока достаточно широкого внимания ни планово-проектных органов, ни научных учреждений. До сих пор отсутствует сколько-нибудь общая постановка этой проблемы.

Отечественные работы, посвященные проблеме регулирования топливоснабжения, рассматривают, как правило, отдельные задачи регулирования. В большинстве из них исследуются вопросы регулирования сезонной неравномерности газопотребления [1–4]. Некоторые авторы [5, 6] изучают методы оценки неравномерности расходов тепла и топлива. В работе [7] ставится задача перспективного планирования нефтеснабжения и размещения нефтескладского хозяйства.

Вопросы календарного регулирования топливоснабжения фактически не освещены в литературе. Вместе с тем, за рубежом и в последние годы в СССР получила широкое развитие общая теория управления запасами. Она рассматривает, как правило, локальные модели планирования на уровне предприятий или их объединений и ставит целью определение оптимального уровня запаса ресурсов и политики их поставки в зависимости от условий снабжения и потребления. Методы построения и анализа моделей управления запасами могут быть использованы и для календарного регулирования топливоснабжения.

Литература

1. Дружинин Е.П., Кузнецов Ю.Л. и др. Оптимизация структуры единой газоснабжающей системы страны на основе математического моделирования. В сб. «Применение новейших математических методов (кибернетики) в экономике энергетики», ЦЭНТОЭП и Арм. НТОЭП, Ленинград–Ереван, 1969.

2. Фурман П.П. Влияние сезонности потребления на эффективность капиталовложений в газовую промышленность. Доклад на Всесоюзной конференции по проблемам топливно-энергетического баланса СССР, ЦЭНТОЭП, М., 1966.

3. Шнеерова Г.В. Вопросы выбора оптимальных условий совместной работы тепловых электростанций и газоснабжающих систем. ЛИЭИ им. П.Тольятти, кандидатская диссертация, Ленинград, 1966.

4. Брашлов В.П. Распределительная модель оптимизации топливно-энергетического хозяйства. «Экономика и математические методы», т. IV, вып. 1, 1968.

5. Видгоп Л.Н., Козырев Б.Л. и др. Математический метод обработки исходной информации и прогнозирование показателей сезонного спроса на топливо в промышленности. В сб. «Математические методы в экономике газо- и нефтеснабжения», Л., «Недра», 1966.

6. Хрилев Л.С. Методика оценки климатического фактора при разработке схем топливо- и газоснабжения. В сб. «Математические методы в экономике газо- и нефгеснабжения», Л.,«Недра», 1966.

7. ГК СМ СССР по МТС. ЦБТИ МТС. Шалабии Г.В., Рахманин Г.Д. Математические методы перспективного планирования нефтеснабжения и размещения нефтескладского хозяйства. Реферативная информация, М., 1967.

Совместное регулирование неравномерности топливопотребления вследствие изменчивости отопительно-вентиляционных нужд и энергоотдачи гидроэлектростанций [20]

Метод определения корреляции между годовыми расходами топлива на отопление и вентиляцию и энергоотдачей гидроэлектростанций

Известно, что для регулирования многолетних колебаний расходов топлива на отопление и вентиляцию могут потребоваться значительные запасы топлива. Аналогичный вывод получен в [1] при анализе расхода топлива тепловыми электростанциями, необходимого для компенсации неравномерности выработки электроэнергии на ГЭС, особенно с водохранилищами неглубокого регулирования речного стока. Поэтому важно установить закономерности совместных многолетних колебаний расходов топлива на отопление и вентиляцию и энергоотдачи ГЭС, выявить возможность совпадения различных комбинаций холодных и теплых лет с маловодными и многоводными годами.

Многолетние колебания расходов топлива на отопление и вентиляцию и колебания энергоотдачи ГЭС определяются соответственно колебаниями годовых температурных перепадов и изменчивостью стока рек, имеющих случайный характер. В этих условиях применение методов теории корреляции позволяет выявить закономерности совместных колебаний потребления топлива на отопительно-вентиляционные нужды и на компенсацию неравномерности энергоотдачи ГЭС.

Пусть $P_{\text{В}}$ (%) — вероятность того, что дополнительная потребность в топливе на отопление и вентиляцию меньше или равна дополнительному планируемому топливу $B_{\text{Р}}$; $P_{\text{Э}}$ (%) — обеспеченность энергоотдачи ГЭС, т. е. вероятность того, что годовая выработка электроэнергии на ГЭС больше величины $Э_{\text{Р}}$, расчетной для дополнительного планируемого топлива. Тогда

$$\begin{aligned} P_{\text{В}} &= F_1(\text{В}) \\ P_{\text{Э}} &= 1 - F_2(\text{Э}) \end{aligned} \qquad (1)$$

где $F_1(\text{В})$ — функция распределения вероятностей дополнительной потребности в топливе на отопительно-вентиляционные нужды; $F_2(\text{Э})$ — функция распределения годовой энергоотдачи ГЭС.

[20] «Надежность топливоснабжения электростанций», М., «Наука», 1990. Соавтор: Резниковский А.Ш.

Из теории вероятностей известно [2], что функция распределения случайной величины сама является случайной величиной, равномерно распределенной на отрезке (0, 1). Поэтому величины $P_В$ и $P_Э$ также являются случайными.

В [3, 4] на основе представленной двумерной плотности распределения вероятностей в виде билинейного разложения по полиномам Лежандра получено совместное распределение двух равномерно распределенных случайных величин. Учитывая эти результаты, несложно показать, что совместное распределение $P_В$ и $P_Э$ может быть представлено в виде

$$F(P_В,P_Э) = P_В * P_Э + 3r * (P_В{}^2 - P_В) * (P_Э - P_Э{}^2) + 5r^2 * (2P_В{}^3 - 3P_В{}^2 + P_В) * (2P_Э{}^3 - 3P_Э{}^2 + P_Э) \quad (2)$$

где r — коэффициент корреляции между $P_В$ и $P_Э$, причем $|r| > 0{,}55$ (для $|r| \leqslant 0{,}55$ выражение для функции совместного распределения будет несколько иным).

Полученное выражение (2) позволяет найти вероятность наступления года с дополнительной потребностью в топливе на отопление и вентиляцию заданной вероятности и выработкой электроэнергии на ГЭС определенной обеспеченности. Из (2) можно получить условные величины каждого параметра при фиксированном значении другого.

Условные математические ожидания (кривые регрессии) имеют следующий вид:

$$M(P_Э|P_В) = 0{,}5 - 0{,}5 * (2P_В - 1) \quad (3)$$

$$M(P_В|P_Э) = 0{,}5 - 0{,}5 * (2P_Э - 1) \quad (4)$$

Условные дисперсии, являющиеся мерами рассеяния РЭ и РВ относительно кривых регрессий (3) и (4):

$$D^2(P_Э|P_В) = \frac{1}{6} * \left[\frac{1}{2} + r^2 * \left(6P_В^2 - 6P_В + 1\right)\right] \quad (5)$$

$$D^2(P_В|P_Э) = \frac{1}{6} * \left[\frac{1}{2} + r^2 * \left(6P_Э^2 - 6P_Э + 1\right)\right] \quad (6)$$

Изучение зависимости между дополнительной потребностью в топливе на отопительно-вентиляционные нужды и годовой выработкой электроэнергии на ГЭС на основе корреляционной связи между их функциями распределений оказывается весьма продуктивным. Во-первых, выражение для функции совместного распределения (2) несложно и позволяет легко вычислять ее значения, уравнения регрессии исследуемых величин (3) и (4) линейны, расчет условных дисперсий (5) и (6) также не вызывает трудностей. Во-вторых, для интерпретации исследуемых зависимостей удобно оперировать веро-

ятностью дополнительной потребности в топливе и обеспеченностью энергоотдачи ГЭС, а не самими величинами. Это возможно из-за взаимнооднозначного соответствия между дополнительной потребностью в топливе на отопление и вентиляцию и его вероятностью, между энергоотдачей ГЭС и ее обеспеченностью.

Рассмотренная вероятностная модель была использована для описания взаимосвязи между дополнительной потребностью в топливе на отопление и вентиляцию в экономических районах европейской части СССР и Урала и энергоотдачей ГЭС Волжско-Камского каскада (ВКК). При этом использовались данные 100-летних наблюдений в рассматриваемых районах за ходом среднесуточных температур наружного воздуха, который главным образом определяет изменчивость потребности в топливе на отопительно-вентиляционные нужды. Характеристики энергоотдачи ГЭС были получены на основе гидрологического ряда 63-летней длительности в результате расчета на ЭВМ регулирования стока водохранилищами ГЭС ВКК с учетом требований неэнергетических водопользователей.

На основе данных о температуре наружного воздуха были построены эмпирические функции распределения вероятностей дополнительной потребности в топливе на отопление и вентиляцию $F_1(\text{В})$. Таким образом, отопительному периоду с определенным потреблением топлива может быть поставлено в соответствие значение функции $P_{\text{В}i} = F_1(\text{В}_i)$, которая показывает вероятность появления года с дополнительной потребностью в топливе меньшей, чем в данный отопительный период. Аналогично для каждого года с выработкой электроэнергии на каскаде ГЭС $Э_1$ по кривой обеспеченности энергоотдач может быть определена обеспеченность $P_{Э1} = 1 - F_2(Э_1)$, показывающая вероятность наступления года с выработкой электроэнергии большей, чем в рассматриваемый год. Коэффициенты корреляции r^* между соответствующими значениями вероятностей дополнительной потребности в топливе на отопление и вентиляцию и обеспеченностей энергоотдач ГЭС ВКК в соответствии с [2] могут быть вычислены по формуле

$$r^* = \frac{1}{N} * \frac{\sum_{i=1}^{N}(P_{Bi}-P_B)(P_{Эi}-P_Э)}{\sqrt{D^2P_B * D^2P_Э}}, \qquad (7)$$

где N — длина ряда совместных наблюдений.

Как видно из табл. 1, коэффициенты корреляции меняются в широком диапазоне значений: от малозначимых величин для Украины, Поволжья и Урала до заметных, но разнознаковых величин для Северо-Запада, Закавказья, Центра, Волго-Вятского района и Северного Кавказа.

Таблица 1. Коэффициенты корреляции между вероятностью дополнительной потребности в топливе на отопление и вентиляцию и обеспеченностью энергоотдачи ГЭС ВВК.

Район	r*	Район	r*
Северо-Запад	0,21	Украина	-0,12
Центр	0,14	Урал	0,00
Волго-Вятский	0,14	Северный Кавказ	-0,17
Поволжье	-0,04	Закавказье	-0,17

Оценка вероятностей возможных сочетаний холодных и теплых лет с маловодными и многоводными годами

Выражение (2) и вычисленные оценки коэффициентов корреляции r^* (см. табл. 1) позволяют найти вероятность наступления года с дополнительной потребностью в топливе на отопление и вентиляцию заданной вероятности и выработкой электроэнергии на ГЭС определенной обеспеченности. В табл. 2 приведены величины вероятностей совпадения (для условно выбранных пределов изменения) обеспеченности годовой выработки электроэнергии на ГЭС ВКК и дополнительной потребности в топливе на отопление и вентиляцию в отдельных районах европейской части СССР и на Урале.

Таблица 2. Вероятности различных сочетаний холодных и теплых лет с маловодными и многоводными годами.

Район	Характеристики года по:							
	температуре и продолжительности отопительного периода, P, %		водности, %					
			катастрофически многоводный	многоводный	выше средней водности	ниже средней водности	маловодный	катастрофически маловодный
			0–10	10–25	25–50	50–75	75–90	90–100
Северо-Запад	I	0–10	0,6	1,0	2,0	2,7	2,1	1,6
	II	10–25	1,0	1,6	3,3	4,1	2,9	2,1
	III	25–50	2,0	3,3	6,2	6,7	4,1	2,7
	IV	50–75	2,7	4,1	6,7	6,2	3,3	2,0
	V	75–90	2,1	2,9	4,1	3,3	1,6	1,0
	VI	90–100	1,6	2,1	2,7	2,0	1,0	0,6

Окончание таблицы 2

Район	Характеристики года по:							
	температуре и продолжительности отопительного периода, P, %		водности, %					
			катастрофически многоводный	многоводный	выше средней водности	ниже средней водности	маловодный	катастрофически маловодный
			0–10	10–25	25–50	50–75	75–90	90–100
Центр и Волго-Вятский	I	0–10	0,7	1,1	2,2	2,7	1,9	1,4
	II	10–25	1,1	1,8	3,5	4,0	2,7	1,9
	III	25–50	2,2	3,5	6,2	6,4	4,0	2,7
	IV	50–75	2,7	4,0	6,4	6,2	3,5	2,2
	V	75–90	1,9	2,7	4,0	3,5	1,8	1,1
	VI	90–100	1,4	1,9	2,7	2,2	1,1	0,7
Поволжье	I	0–10	0,9	1,4	2,4	2,6	1,6	1,1
	II	10–25	1,4	2,1	3,7	3,8	2,4	1,6
	III	25–50	2,4	3,7	6,2	6,3	3,8	2,6
	IV	50–75	2,6	3,8	6,3	6,2	3,7	2,4
	V	75–90	1,6	2,4	3,8	3,7	2,1	1,4
	VI	90–100	1,1	1,6	2,6	2,4	1,4	0,9
Урал	I	0–10	1,2	1,7	2,6	2,4	1,3	0,8
	II	10–25	1,7	2,5	3,9	3,6	2,0	1,3
	III	25–50	2,6	3,9	6,4	6,1	3,6	2,4
	IV	50–75	2,4	3,6	6,1	6,4	3,9	2,6
	V	75–90	1,3	2,0	3,6	3,9	2,5	1,7
	VI	90–100	0,8	1,3	2,4	2,6	1,7	1,2
Украина	I	0–10	1,0	1,5	2,5	2,5	1,5	1,0
	II	10–25	1,5	2,3	3,8	3,7	2,2	1,5
	III	25–50	2,5	3,8	6,3	6,2	3,7	2,5
	IV	50–75	2,5	3,7	6,2	6,3	3,8	2,5
	V	75–90	1,5	2,2	3,7	3,8	2,3	1,5
	VI	90–100	1,0	1,5	2,5	2,5	1,5	1,0
Северный Кавказ	I	0–10	1,3	1,8	2,7	2,3	1,2	0,7
	II	10–25	1,8	2,6	3,9	3,5	2,0	1,2
	III	25–50	2,7	3,9	6,4	6,2	3,5	2,3
	IV	50–75	2,3	3,5	6,2	6,4	3,9	2,7
	V	75–90	1,2	2,0	3,5	3,9	2,6	1,8
	VI	90–100	0,7	1,2	2,3	2,7	1,8	1,3

Примечание. Год: I — очень теплый; II — теплый; III — теплый выше среднего; IV — теплый ниже среднего; V — холодный; VI — очень холодный.

Из табл. 2 видно, что вероятность наступления холодного года с низкой энергоотдачей ГЭС ВКК, т.е. $P_Э = P_В = 75–90\,\%$, для Северо-Запада, Центра и Волго-Вятского района составляет 1,6–1,8 %. Это менее вероятно, чем наступление такого же маловодного, но теплого года, с меньшей дополнительной потребностью в топливе на отопительно-вентиляционные нужды ($P_Э = 75–90\,\%$, $P_В = 10–25\,\%$), вероятность появления которого в этих районах равна 2,7–2,9 %. Такая асинхронность для рассматриваемых районов сохраняется при сопоставлении вероятности крайне маловодного и очень холодного года ($P_Э = P_В \geqslant 90\,\%$), равной 0,6–0,7 %, и вероятности крайне маловодного, но очень теплого года ($P_Э \geqslant 90\,\%$; $P_В \leqslant 10\,\%$).

Для Урала вероятность наступления холодного маловодного года ($P_Э = P_В = 75–90\,\%$) равна 2,5 %, тогда как для теплого маловодного года ($P_Э = 75–90\,\%$, $P_В = 10–25\,\%$) вероятность составляет 2,0 %. Таким образом, в отличие от Северо-Запада, Центра и Волго-Вятского района, для Урала вероятность наступления неблагоприятного года по энергоотдаче ГЭС и дополнительной потребности в топливе на отопление и вентиляцию выше, чем вероятность маловодного, но теплого года. Такая же тенденция проявляется и на Северном Кавказе. Вероятность наступления холодного маловодного года, равная 2,6 %, выше вероятности теплого маловодного года, составляющей 2,0 %.

Из-за слабой корреляции между обеспеченностью энергоотдачи ГЭС ВКК и вероятностью дополнительной потребности в топливе на отопление и вентиляцию на Украине и в Поволжье (см. табл. 1) в этих районах равновероятно (или близко к нему) наступление всех рассматриваемых ситуаций.

Для оценки связей может быть использовано уравнение регрессии (3), позволяющее найти математическое ожидание вероятности энергоотдачи ГЭС при условии, что в рассматриваемом районе наступил год с дополнительной потребностью в топливе на отопление и вентиляцию, вероятность которого равна $P_В$. Вычисленные по нему значения математического ожидания обеспеченности $P_Э$, энергоотдачи ГЭС ВКК для климатических условий характерных лет показали, что при наступлении во всех рассматриваемых районах европейской части СССР и Урала холодного ($75 \leqslant P_В \leqslant 90\,\%$) и даже крайне холодного года ($P_В > 90\,\%$), значения условного математического ожидания годовой энергоотдачи ГЭС ВКК больше среднемноголетней величины. Напротив, условное математическое ожидание годовой выработки электроэнергии на ГЭС ВКК меньше среднемноголетней, когда в Центре, на Северо-Западе и в Волго-Вятском районе будет теплый ($10 \leqslant P_В \leqslant 25\,\%$) или очень теплый ($P_В \leqslant 10\,\%$) год.

Уравнения регрессии (3) и (4) симметричны относительно величин $P_В$ и $P_Э$, поэтому полученные результаты являются и оценками условных математических ожиданий вероятности годовых расходов топлива

на отопление и вентиляцию в рассматриваемых районах, если обеспеченность годовой энергоотдачи $P_Э$ лежит в соответствующих пределах ⩾90, 75–90, 10–25, ⩽10%.

Анализ значений условных математических ожиданий дополнительной потребности в топливе на отопление и вентиляцию показал следующее. При наступлении маловодного ($75 \leqslant P_Э \leqslant 90\%$) или крайне маловодного ($P_Э \geqslant 90\%$) года в Центре, Поволжье, на Северо-Западе и Волго-Вятском районе нет нужды в дополнительном топливе на отопительно-вентиляционные нужды и имеют место его избытки. Наоборот, на Северном Кавказе и Урале появляется дополнительная потребность в топливе.

С учетом стандартных отклонений, определенных по выражениям (5) и (6), дополнительная потребность в топливе на отопление и вентиляцию при наступлении крайне маловодного года на ГЭС ВКК в большинстве районов европейской части СССР, на Северном Кавказе и Урале достигает значений, отвечающих вероятности $P_В = M(P_В|P_Э) + \sqrt[2]{D^2(P_В|P_Э)}$, равной соответственно 72–79, 85, 83%. Дополнительная потребность в топливе на отопительно-вентиляционные нужды, отвечающая этим вероятностям, однако не является максимальной, а составляет, как показали расчеты, всего соответственно 4–11, 12 и 7,5% от потребности, определенной по среднемноголетним показателям.

Аналогично при наступлении крайне холодного года в большинстве районов европейской части СССР, на Северном Кавказе и Урале годовая энергоотдача ГЭС ВКК с учетом стандартных отклонений от условных математических ожиданий достигает значений, имеющих обеспеченность $P_Э = M(P_Э|P_В) + \sqrt[2]{D^2(P_Э|P_В)}$ соответственно 72–79, 85 и 83%. Это означает уменьшение годовой выработки электроэнергии на ГЭС по сравнению со среднемноголетней всего на 7–11, 19 и 12%, что значительно выше гарантированной выработки электроэнергии ГЭС ВКК.

Полученные результаты позволяют считать возможной взаимную компенсацию многолетних колебаний расходов топлива на тепловых электростанциях, вызываемых неравномерностью энергоотдачи ГЭС ВКК, и многолетних колебаний расходов топлива на отопительно-вентиляционные нужды районов европейской части СССР и Урала. При взаимозаменяемости топлив, используемых на эти цели, может быть получено определенное сокращение многолетних запасов топлива.

Многолетняя неравномерность расхода топлива вследствие изменчивости энергоотдачи гидроэлектростанций

Многолетние колебания зарегулированной энергоотдачи ГЭС определяются изменчивостью речного стока. Они зависят также от принятых правил его регулирования и величины регулирующей емкости стока. Учитывая, что основным фактором неравномерности является речной

сток, а не правила управления, многолетний ряд энергоотдач можно с определенными допущениями подвергнуть статистической обработке. Имея многолетний ряд зарегулированных энергоотдач ГЭС, можно определить многолетние запасы топлива, необходимые для полной компенсации колебаний выработки электроэнергии каскадом, а также определить дефициты энергии при отсутствии требуемых запасов топлива.

Многолетние запасы топлива, необходимые для полной компенсации тепловыми электростанциями неравномерности выработки электроэнергии на ГЭС за расчетный период длительностью T лет, можно охарактеризовать величиной $К_Т^Э$, выраженной в относительных единицах,

$$К_Т^Э = Э_{ср}^{-1} \sum_{j=\tau_1}^{\tau_2} \sum_{r=1}^{\tau_3} (Э_{pr} - Э_{rj}) \tag{8}$$

где $Э_{rj}$ — энергоотдача ГЭС в r-й интервал j-го года; $Э_{pr}$ — энергоотдача ГЭС, расчетная для дополнительного планируемого топлива; $\tau_2 — \tau_1$ — интервал времени периода T, когда величина $Э_{pr} — Э_{rj}$ наибольшая; τ — число интервалов в году.

В относительных единицах $К_Т^Э$ отвечает величине многолетних запасов топлива, которые формируются за счет накопления их избытков в периоды, когда энергоотдача ГЭС больше расчетной. Однако в отдельные периоды суммы накопленных избытков и дополнительно планируемого топлива может оказаться недостаточно для обеспечения дополнительной потребности. В этом случае образуется дефицит топлива, который в относительных единицах обозначается $К_Т^{ЭО}$ и определяется выражением:

$$К_Т^{ЭО} = Э_{ср\ max}$$

$$К_Т^{ЭО} = Э_{ср}^{-1} \max_{1 \le \tau \le Т} \sum_{j=1}^{\tau} \sum_{r=1}^{\tau_3} (Э_{pr} - Э_{rj}) \tag{9}$$

Полный дефицит топлива, образуйся в течение периода T при невозможности использования имеющихся избытков, определяется относительных единицах как

$$К_Т^{ЭД} = Э_{ср}^{-1} \sum_{j=1}^{Т} \sum_{r=1}^{\tau_3} (Э_{pr} - Э_{rj}) \tag{10}$$

причем $Э_{pr} — Э_{rj} = 0$, если $Э_{pr} > Э_{rj}$.

В качестве примера рассмотрим построение зависимости величин многолетних запасов топлива, необходимых для компенсации колебаний энергоотдачи ГЭС Волжско-Камского каскада (ВКК), а также дефицитов топлива $К_Т^{ОД}$ и $К_Т^{ЭД}$ от энергоотдачи ГЭС ВКК, принятой в качестве расчетной для дополнительного планируемого топлива. Эти зависимо-

сти служат основой для обоснования многолетней надежности топливоснабжения электростанций.

На рис. 1 приведена эмпирическая кривая обеспеченности суммарных годовых энергоотдач девяти крупных ГЭС ВКК для так называемого энерготранспортного режима эксплуатации трех нижних ГЭС каскада, разработанного в институте Энергосетьпроект.

В этом режиме среднемноголетняя выработка составляет 38,9 млрд. кВт.ч, что эквивалентно примерно 13 млн. т у.т. Коэффициент вариации годовой выработки энергии каскада равен 0,14. Это почти в два раза меньше вариации незарегулированного годового стока Волги в створе Волгоградской ГЭС. Для ГЭС ВКК с водохранилищами сезонного регулирования такой режим объясняется в основном значительными холостыми сбросами в паводочный период и, как следствие, недоиспользованием стока в энергетических целях. Вместе с тем, даже при таком коэффициенте вариации колебания выработки электроэнергии на ГЭС ВКК в многолетнем разрезе достаточно велики (рис. 1). Снижение энергоотдачи ГЭС против расчетной величины заданной обеспеченности требует ее компенсации.

Величины $К_Т^Э$, $К_Т^{ЭО}$ и $К_Т^{ЭД}$, а также $К_Т^{ЭИ}$, определяющие (в относительных единицах) избытки топлива, расходуемые за расчетный период T, вычислялись для десяти вариантов расчетной энергоотдачи, для энергоотдачи ГЭС ВКК, равной своей среднемноголетней величине, а также отдаче соответствующей обеспеченности 60–95 % с шагом 5 %. Расчет выполнен для периодов различной длительности T: 1, 2, 3, 4 года, а также 5–40 лет с шагом 5 лет. Значения $К_Т^Э$, $К_Т^{ЭО}$, $К_Т^{ЭД}$ и $К_Т^{ЭИ}$ вычислялись по скользящей T-летке по 62-летнему ряду энергоотдач ГЭС ВКК.

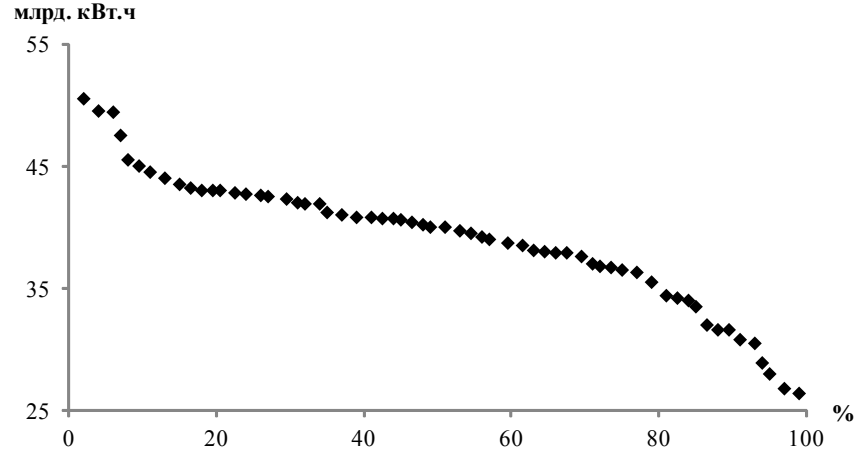


Рисунок 1. Обеспеченность суммарных годовых энергоотдач девяти крупных ГЭС ВКК.

Вначале определялась величина многолетних запасов топлива с учетом сезонной неравномерности выработки электроэнергии на ГЭС для 18 интервалов в течение года ($\tau_3 = 18$). При этом паводочный период (апрель, май, июнь) представлен 9 интервалами по декадам, а остальная часть года также 9 интервалами, но по месяцам. Такое разбиение года для ГЭС ВКК, использующих сток с гидрографом, характерным для рек равнинного типа средней полосы европейской территории СССР, позволяет выявить все закономерности внутригодовых колебаний энергоотдачи.

В табл. 3 приведены максимальные значения $К^{э}_{т}$. Они представляют собой выраженные в относительных единицах многолетние запасы топлива, требуемые для полной компенсации неравномерности энергоотдачи ГЭС в рассмотренных гидрологических условиях в течение расчетного периода *Т*.

Из табл. 3 видно, что при увеличении расчетного периода с 1 года до 5 лет требуемые многолетние запасы топлива при планировании потребления топлива по среднемноголетней энергоотдаче ГЭС, т.е. при отсутствии дополнительного планируемого топлива, возрастают в 3,9 раза, достигая 1,24 от топливного эквивалента среднемноголетней энергоотдачи ГЭС ВКК. При росте расчетного периода от 5 до 10–15 лет эти запасы возрастают еще примерно в 1,3 раза и далее практически не растут.

Переход от планируемой среднемноголетней энергоотдачи к ее значению, соответствующему более высокой вероятности, приводит к снижению годовой выработки электроэнергии на ГЭС ВКК:

Обеспеченность, %	Снижение планируемой годовой выработки электроэнергии на ГЭС ВКК, %
65	2,9
75	7,3
85	18,6
95	29,3

При этом, однако, сокращаются многолетние запасы топлива, требуемые для компенсации снижения выработки электроэнергии на ГЭС ВКК против расчетной. Например, при увеличении расчетной обеспеченности энергоотдачи до 75 % для периодов длительностью 1 год, 5 и 20 лет запасы уменьшаются соответственно в 1,2; 1,4 и 3,2 раза; до 85 % — в 1,9; 3,6 и 4,5 раза и до 95 % — в 6; 14,3 и 18,4 раза.

Увеличение расчетной обеспеченности приводит к практической стабилизации значений $К^{э}_{т}$ при более коротких расчетных периодах. Это свидетельствует о том, что многолетние запасы топлива по существу определяются наступлением 3–5-летнего периода с наибольшими

суммарными дополнительными потребностями в топливе для компенсации отклонений выработки электроэнергии на ГЭС от расчетной.

Таблица 3. Относительные значения многолетних запасов топлива $К_Т^Э$ для компенсации неравномерности энергоотдачи ГЭС ВКК.

Обеспеченность годовой энергоотдачи ГЭС, %	Длительность расчетного периода, лет							
	1	2	3	4	5	10	20	40
Среднемноголетнее	0,322	0,610	0,827	1,052	1,241	1,582	1,597	1,598
60	0,308	0,578	0,777	0,984	1,155	1,423	1,423	1,423
65	0,298	0,556	0,744	0,939	1,098	1,311	1,311	1,311
70	0,272	0,497	0,652	0,814	0,944	1,021	1,022	1,022
75	0,263	0,477	0,622	0,773	0,889	0,927	0,927	0,928
80	0,231	0,401	0,508	0,613	0,695	0,709	0,709	0,709
85	0,172	0,274	0,303	0,342	0,344	0,352	0,352	0,352
90	0,149	0,224	0,224	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232
95	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087

Многолетние запасы топлива формируются из избытков, которые образуются в периоды, когда потребность в топливе меньше планируемой. Однако накопленных избытков при наступлении маловодного периода может оказаться недостаточно для обеспечения дополнительной потребности в топливе. Результаты расчетов дефицитов топлива $К_Т^{ЭО}$ при условии накопления и использования избытков топлива представлены в табл. 4.

При переходе от планирования потребления топлива по среднемноголетней энергоотдаче ГЭС ВКК к ее значениям, соответствующим обеспеченности 75, 85 и 95%, т.е. с учетом дополнительного планируемого топлива, и при условии накопления и использования избытков топлива, его дефицит уменьшается соответственно в 1,3; 2,4 и 12,7 раза для расчетного периода 1 год, в 1,4; 4,5 и 47,3 раза для 5-летнего периода и в 1,8; 5,5 и 60,1 раза для 20-летнего.

Анализ результатов, представленных в табл. 4, показывает, что даже в маловодном году в паводок появляются избытки топлива на ТЭС, накопление которых влияет на образование запасов топлива.

При переходе от планирования потребности по среднемноголетней энергоотдаче ГЭС ВКК к ее значениям, соответствующим обеспеченности 75%, т.е. с учетом дополнительного планируемого топлива при условии накопления и последующего использования избытков топлива, математическое ожидание дефицита топлива уменьшается для расчетных периодов в 1 год, 5 и 20 лет в 1,8; 2,1 и 2,4 раза. Он сокращается в 6,8; 10,2 и 19,2

раза, если обеспеченность равна 85%. При обеспеченности 95% математическое ожидание дефицита топлива практически равно нулю.

Таблица 4. Относительные значения дефицитов топлива $К_Т^{ЭО}$, образующихся при отклонениях энергоотдачи ГЭС ВКК от расчетной, при условии использования избытков топлива.

Обеспеченность годовой энергоотдачи ГЭС, %	Длительность расчетного периода, лет							
	1	2	3	4	5	10	20	40
Среднемноголетнее	0,318	0,584	0,808	1,008	1,196	1,455	1,508	1,508
	0,055	0,100	0,135	0,165	0,204	0,333	0,518	0,682
60	0,301	0,548	0,755	0,937	1,108	1,287	1,307	1,307
	0,047	0,085	0,114	0,141	0,171	0,281	0,402	0,602
65	0,289	0,525	0,720	0,890	1,049	1,184	1,184	1,184
	0,043	0,076	0,102	0,126	0,152	0,251	0,347	0,523
70	0,256	0,459	0,622	0,759	0,885	0,919	0,919	0,919
	0,033	0,056	0,076	0,093	0,111	0,185	0,245	0,370
75	0,246	0,438	0,590	0,716	0,832	0,849	0,849	0,849
	0,030	0,050	0,068	0,084	0,089	0,154	0,217	0,328
80	0,205	0,357	0,468	0,654	0,630	0,643	0,643	0,643
	0,021	0,034	0,046	0,056	0,066	0,089	0,125	0,189
85	0,132	0,211	0,249	0,262	0,264	0,272	0,272	0,272
	0,008	0,015	0,017	0,019	0,020	0,022	0,027	0,042
90	0,103	0,153	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163
	0,005	0,009	0,010	0,011	0,011	0,012	0,015	0,022
95	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002

Примечание. Верхние строки — максимальные значения; нижние — их математические ожидания.

Сопоставление величин $К_Т^{Э}$ и $К_Т^{ЭО}$ показало, что доля накопленных избытков в многолетнем запасе растет с удлинением расчетного периода.

Важно отметить, что избытки топлива, образующиеся в многоводные периоды при планировании потребления топлива по среднемноголетней энергоотдаче ГЭС, могут достигать значительной величины. Для расчетных периодов длительностью в 1 год, 5 и 20 лет эти избытки, как показывает анализ, могут составлять соответственно 0,33; 1,08 и 1,29 от величины топливного эквивалента выработки электроэнергии на ГЭС ВКК. Избытки топлива увеличиваются при переходе

к более высокой обеспеченности энергоотдачи ГЭС, т. е. при увеличении дополнительного планируемого топлива. При расчетной обеспеченности 75 % они возрастают до 0,39; 1,34 и 2,62. Однако для компенсации сниженной выработки электроэнергии на ГЭС может быть использована только часть образующихся избытков топлива. Наибольшие значения избытков $К_Т^{ЭИ}$, которые могут быть израсходованы за расчетный период, приведены в табл. 5 в относительных единицах к топливу, эквивалентному среднемноголетней энергоотдаче ГЭС ВКК.

Как видно из табл. 5, при планировании потребления топлива по среднемноголетней энергоотдаче для периодов длительностью в 1 год, 5 и 20 лет целесообразно накапливать топливо в размере не большем, чем соответственно 0,16; 0,34 и 1,24 от величины топливного эквивалента выработки ГЭС ВКК. При переходе к более высокой обеспеченности энергоотдачи преобладающей тенденцией является уменьшение той части образующихся избытков, которая может быть использована за расчетный период. При расчетной обеспеченности 85 % $К_Т^{ЭИ}$ составляет 0,14; 0,30 и 0,35, а при обеспеченности 95 % — 0,07; 0,09 и 0,09. Это объясняется тем, что с назначением более высокой обеспеченности энергоотдачи и соответственно увеличением дополнительного планируемого топлива уменьшается потребность в запасах топлива (табл. 3).

Таблица 5. Относительные значения избытков топлива $К_Т^{ЭИ}$, используемых для компенсации энергоотдачи ГЭС ВКК.

Обеспеченность годовой энергоотдачи ГЭС, %	Длительность расчетного периода, лет							
	1	2	3	4	5	10	20	40
Среднемноголетнее	0,163	0,234	0,299	0,309	0,344	0,668	1,242	1,294
60	0,167	0,230	0,307	0,307	0,313	0,618	1,415	1,423
65	0,170	0,223	0,296	0,321	0,331	0,597	1,311	1,311
70	0,177	0,198	0,240	0,365	0,409	0,508	1,022	1,022
75	0,179	0,190	0,232	0,388	0,442	0,479	0,927	0,927
80	0,149	0,199	0,205	0,404	0,405	0,533	0,709	0,709
85	0,141	0,142	0,274	0,281	0,303	0,352	0,352	0,352
90	0,122	0,127	0,224	0,224	0,224	0,232	0,232	0,232
95	0,067	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087

Таким образом, избытки топлива, которые могут быть израсходованы за расчетный период тем больше, чем длиннее этот период. Однако из сопоставления расходуемых избытков топлива (табл. 5) с приведенными выше полными избытками следует, что при любых расчетных условиях максимально расходуемые избытки топлива всегда меньше полных возможных избытков. Вычисленные значения полных дефици-

тов топлива $К_Т^{ЭД}$, которые образуются при неравномерности накопления избытков топлива, приведены в табл. 6.

Таблица 6. Относительные значения полных дефицитов топлива $К_Т^{ЭД}$, образующихся при отклонениях энергоотдачи ГЭС ВКК от расчетной.

Обеспеченность годовой энергоотдачи ГЭС, %	Длительность расчетного периода, лет							
	1	2	3	4	5	10	20	40
Среднемноголетнее	0,327	0,624	0,902	1,189	1,438	2,131	3,361	5,731
	0,131	0,263	0,396	0,529	0,664	1,329	2,723	5,493
60	0,311	0,594	0,855	1,128	1,362	1,591	3,099	5,242
	0,119	0,240	0,361	0,483	0,605	1,213	2,487	5,618
65	0,302	0,574	0,825	1,089	1,312	1,900	2,928	4,526
	0,112	0,225	0,339	0,453	1,563	1,137	2,333	4,710
70	0,274	0,519	0,742	0,981	1,176	1,651	2,471	4,069
	0,092	0,125	0,273	0,373	0,468	0,938	1,929	3,898
75	0,265	0,501	0,715	0,946	1,131	1,570	2,327	3,833
	0,086	0,273	0,261	0,340	0,437	0,876	1,804	3,647
80	0,232	0,433	0,614	0,813	0,968	1,273	1,826	2,943
	0,065	0,131	0,198	0,264	0,231	0,664	1,371	2,779
85	0,172	0,315	0,438	0,581	0,683	0,808	1,082	1,648
	0,636	0,072	0,108	0,145	0,182	0,364	0,754	1,536
90	0,149	0,269	0,370	0,492	0,573	0,645	0,845	1,239
	0,027	0,054	0,084	0,108	0,136	0,273	0,566	1,156
95	0,087	0,149	0,190	0,254	0,220	0,287	0,360	0,497
	0,010	0,019	0,023	0,039	0,049	0,093	0,206	0,429

Примечание. Верхние строки — максимальные значения; нижние — их математические ожидания.

Сопоставление полных максимальных дефицитов топлива с наибольшими дефицитами, которые образуются при условии использования избытков топлива (табл. 3), показало следующее. При планировании потребления топлива по среднемноголетней энергоотдаче ГЭС ВКК даже в маловодном году в паводочный период образуются небольшие избытки топлива. С увеличением длительности расчетного периода возможность использования образующихся избытков топлива растет: при 5- и 20-летнем периодах дефициты топлива уменьшаются соответственно в 1,2 и 2,2 раза. При переходе к более высокой обеспеченности энергоотдачи и, следовательно, увеличении дополнительного планируемого топлива использование избытков топлива оказывается еще большим. При расчетной обеспеченности 75% для периодов в 1 год,

5 и 20 лет дефициты топлива уменьшаются соответственно в 1,1; 1,4 и 2,7 раза, при обеспеченности 85 % — в 1,3; 2, 6 и 4,0 раза и при обеспеченности 95 % — в 3,5; 11,2 и 14,7 раза.

Расчеты показали, что накопление и последующее использование избытков существенно уменьшает математические ожидания дефицитов топлива: при выборе в качестве расчетной среднемноголетней энергоотдачи ГЭС для расчетных периодов в 1 год, 5 и 20 лет соответственно в 2,4; 3,3 и 5,3 раза, при обеспеченности 75 % — в 2,9, 4,4 и 8,3 раза, при обеспеченности 85 % — в 4,5; 9,1 и 27,9 раза и т.д.

Из табл. 4.6 видно также, что при невозможности накопления избытков топлива и планировании потребления топлива по среднемноголетней энергоотдаче ГЭС могут образовываться большие дефициты топлива, достигающие за расчетные периоды в 1 год, 5 и 20 лет соответственно 0,33, 1,44 и 3,36 от среднемноголетнего топливного эквивалента энергоотдачи ГЭС ВКК. Это относится и к математическим ожиданиям этих дефицитов, равным соответственно 0,13; 0,66 и 2,72. Расчеты, выполненные для различной расчетной обеспеченности энергоотдачи ГЭС, показали, что увеличение обеспеченности на 10 % уменьшает максимальные дефициты, возможные за периоды в 1 год, 5 и 20 лет, не менее чем на 0,025, 0,13 и 0,43, а их математические ожидания — на 0,02; 0,10 и 0,39 от объема топлива, эквивалентного среднемноголетней выработке электроэнергии на ГЭС ВКК.

Представленные на примере ГЭС Волжско-Камского каскада методические приемы могут быть использованы для построения и анализа аналогичных зависимостей, необходимых для обоснования многолетней надежности топливоснабжения электростанций, режимы работы которых зависят от энергоотдачи других каскадов ГЭС.

Оценка величины многолетнего запаса топлива для компенсации неравномерности расхода топлива на отопление и вентиляцию и энергоотдачи гидроэлектростанций

Многолетний запас топлива ΔB_T^{mn} (т у.т.), необходимый для полной компенсации колебаний расходов топлива на отопление и вентиляцию и расходов топлива на ТЭС из-за неравномерности энергоотдачи ГЭС в течение расчетного периода T лет, может быть определен по выражению

$$\Delta B_T^{mn} = \sum_{i=\tau_1}^{\tau_2} \left[\sum_{j=1}^{m} \left(B_{ij} - B_{pj} \right) + b \sum_{l=1}^{n} \left(Э_{pl} - Э_{il} \right) \right] \qquad (11)$$

где B_{ij} — дополнительная потребность в топливе на отопительно-вентиляционные нужды в районе j = 1, ..., m в i-й год, B_{pj} — допол-

нительное планируемое топливо на отопление и вентиляцию; b — средний удельный расход топлива на ТЭС, компенсирующих неравномерность энергоотдачи ГЭС; $Э_{il}$ — выработка электроэнергии на ГЭС каскада l = 1, ..., n в i-й год; $Э_{pl}$ — годовая энергоотдача ГЭС, расчетная для дополнительного планируемого топлива; $\tau_2 - \tau_1$ — интервал времени расчетного периода T, за который величина ΔB_T^{mn} наибольшая.

Сокращение многолетних запасов топлива за счет асинхронности в наступлении неблагоприятных метеорологических и гидрологических условий может быть определено по выражению

$$\delta B = \sum \Delta B_{Tj} + \sum \Delta B_{Tl}^{Э} - \Delta B_T^{mn}, \qquad (12)$$

где ΔB_{Tj} — многолетний запас топлива для компенсации колебаний расходов топлива на отопление и вентиляцию в районе j = 1, ..., m;

$$\Delta B_{Tj} = \sum_{i=\tau_{1j}}^{\tau_{2j}} \left(B_{ij} - B_{pj}\right);$$

$\tau_{2j} - \tau_{1j}$ — интервал времени расчетного периода T, за который величина ΔB_{Tj} наибольшая; $\Delta B_{Tl}^{Э}$ — многолетние запасы топлива для компенсации неравномерности энергоотдачи ГЭС каскада l = 1, ..., n;

$$\Delta B_{Tl}^{Э} = b \sum_{i=\tau_{3l}}^{\tau_{2l}} \left(Э_{pl} - Э_{il}\right)$$

$\tau_{4j} - \tau_{3j}$ — интервал времени расчетного периода T, за который величина $\Delta B_{Tl}^{Э}$ наибольшая.

На основании (12) было оценено сокращение многолетнего запаса топлива за счет выявленной асинхронности в наступлении холодных лет в европейской части СССР и на Урале и маловодных лет в бассейне реки Волги. За пятилетний расчетный период применительно к показателям 1981–1985 годов совокупный запас может быть уменьшен на 9,3 млн.т у.т. С увеличением расчетного периода до 10 лет сокращение запаса возрастет в 2,3 раза. Это объясняется тем, что даже в наиболее холодном году около 16% дополнительной потребности в топливе на отопление и вентиляцию может быть обеспечено за счет повышенной энергоотдачи ГЭС ВКК.

Относительная величина компенсации дополнительной потребности в топливе на отопительно-вентиляционные нужды за счет наступления многоводного года невелика. Это объясняется не очень

большим удельным весом топлива, которое может быть сэкономлено за счет повышенной против расчетной среднемноголетней энергоотдачи в крайне многоводном году. Вместе с тем необходимо учитывать, что наиболее холодный год, а также двух-, трех-, и четырехлетки практически во всех экономических районах европейской части СССР наступают одновременно. Поэтому любая возможная компенсация дополнительной потребности в топливе за счет несовпадения холодных зим и маловодных лет приобретает особо важное значение.

В заключение необходимо отметить, что анализ полученных результатов подтвердил необходимость совместного рассмотрения многолетних колебаний потребности в тепловой энергии на отопительно-вентиляционные нужды и выработки электроэнергии каскадами ГЭС при обосновании многолетней надежности топливоснабжения электроэнергетики, а предложенные методические приемы позволяют учесть возможную асинхронность в наступлении неблагоприятных гидрологических и метеорологических ситуаций и их региональные особенности.

Литература

1. Гладкова С.П., Резниковский А.Ш. Определение характеристик переменной части топливопотребления, зависящей от геофизических факторов. Вопросы регулирования топливоснабжения. М. ЦЭМИ АН СССР. 1972.

2. Крамер Г. Методы математической статистики. М. Мир. 1975.

3. Сарманов И.О. Построение корреляции между равномерно распределенными случайными величинами. Тр. ГТИ. 1968. Вып. 160.

4. Сарманов И.О. Новые формы корреляции для гидрологических приложений. Водные ресурсы. 1975. № 2.

Для заметок

Некрасов Александр Семенович

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗЫ ОТРАСЛЕЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Избранные труды

Редакционная коллегия:
Ивантер В.В. (ответственный редактор), Синяк Ю.В.,
Воронина С.А., Семикашев В.В., Некрасова О.А., Иткин П.Д.

Оформление и компьютерная верстка,
рекламное агентство «Дискавери Медиа»
109451, г. Москва, ул. Братиславская, д.16, корп. 1,
Тел.: +7(495) 720-10-47 / www.discovery-media.pro

ООО «ЛЕТО Индастриз»
105120, г. Москва, ул. Нижняя Сыромятническая, 10 стр. 4, 1 этаж
Тел. : (495) 728-20-39; 995-09-39 / www.Printleto.ru

Подписано в печать 11.02.2013. Формат 60 x 90 /16
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 37. Тираж 500 экз. Заказ №276
Отпечатано способом струйной печати на базе «Чеховского Печатного Двора»

Охраняется Законом РФ об авторском праве. Воспроизведение всей книги или любой ее части воспрещается без письменного разрешения издателя. Любые попытки нарушения Закона будут преследоваться в судебном порядке.

9 785919 405382