

ТЭК И ЭКОНОМИКА РОССИИ:

ВЧЕРА, СЕГОДНЯ, ЗАВТРА (1990-2010-2030)

(под ред. Ю.К. Шафраника)

❖ ИНСТИТУТ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ

СТРАТЕГИИ © 2011 ❖

УДК (622.323+622.324+622.33+621.311) «31» (470)
ББК 31.353+65
Т 58

ТЭК и экономика России: вчера, сегодня, завтра (1990-2010-2030).
Под ред. Ю.К. Шафраника — М.: Издательский центр «ЭНЕРГИЯ»,
2011.— 488 с., 130 илл.

Авторский коллектив:

Бушуев В.В., доктор технических наук, профессор
Громов А.И., кандидат географических наук
Крюков В.А., доктор экономических наук, профессор
Куричев Н.К.
Мастепанов А.М., доктор экономических наук
Троицкий А.А.
Шафраник Ю.К., доктор экономических наук

ISBN 978-5-905696-01-5

В работе дан комплексный анализ ситуации в энергетике постсоветской России начиная с 1990 г., а также прогноз ее стратегического развития на период 2011-2030 гг. Взаимосвязанный с макроэкономическими процессами ретроспективный (на 20 лет назад) и перспективный (на 20 лет вперед) анализ энергетики представлен в отечественной литературе впервые.

Такой анализ позволяет полнее выявить объективные и субъективные тенденции развития российского ТЭК. При этом энергетика рассматривается в контексте макроэкономических и политических процессов в России, а также в сравнении с энергетическими процессами на мировых рынках в этот период.

Особый интерес представляет то, что авторы смотрят на эти процессы не со стороны, а как активные участники реформирования ТЭК в прошлом и стратегического прогнозирования его развития в будущем. Хотя далеко не все реформы удалось реализовать так, как они были задуманы, анализ авторского опыта представляет собой большой интерес, поскольку в настоящее время ТЭК снова нуждается в значительных реформах.

Книга содержит много фактических материалов. Построенные на их основе оценки авторов хотя и неминуемо субъективны, дают целостную картину развития экономики и энергетики России.

Книга предназначена как для профессионалов-энергетиков и экономистов, так и для широкого круга читателей, которым небезразличны судьбы российской энергетики и страны в целом.

УДК (622.323+622.324+622.33+621.311) «31» (470)
ББК 31.353+65

© Авторы, 2011

© ЗАО «ГУ ИЭС», 2011

© Издательский центр «ЭНЕРГИЯ», 2011

ISBN 978-5-905696-01-5

© Оформление и дизайн Издательство «КЮГ», 2011

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	8
Раздел 1. Роль энергетики в развитии России и мира	11
1.1. 1990-2030 годы: важнейший этап развития мировой энергетики	11
1.2. Энергетическая стратегия России	20
Раздел 2. Энергетическое и экономическое наследство Советского Союза.....	25
2.1. Экономика СССР: на рельсах государственного планово-распределительного механизма развития	25
2.2. Энергетика – важнейший инструмент и ресурс социально-экономического развития СССР	29
Раздел 3. Экономика и ТЭК России на этапе реформирования	37
3.1. Ход экономических реформ 1990-х гг. и динамика макроэкономических показателей	37
3.1.1. Стартовые условия и замысел экономических реформ: хирургия или терапия?	37
3.1.2. Ход реформ: хотели как лучше... ..	41
3.1.3. Динамика промышленного производства в 1990-е гг.	53
3.2. Основные направления экономических реформ 1990-х гг.	60
3.2.1. Либерализация внутренних цен: основной шок для экономики.....	60
3.2.2. Либерализация внешнеэкономической деятельности	64
3.2.3. Приватизация государственной собственности: политические достижения и экономические проблемы	69
3.2.4. Макроэкономическая стабилизация и проблема неплатежей	74
3.3. Реформирование ТЭК как интегральная часть общего процесса экономических реформ	79
3.3.1. Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях	79
3.3.2. Реформирование электроэнергетики: «странный» рынок	83
3.3.3. Реформирование газовой промышленности	88
3.3.4. Реформирование нефтяного комплекса: вертикальная интеграция	95
3.3.5. Реформирование угольной промышленности: жесткая реструктуризация	107
3.3.6. Реформирование теплоснабжения: острый кризис	111
3.3.7. Реформы в ТЭК и роль государства в 2000-е годы	115

3.4. Энергоэффективность российской экономики и климатическая политика	126
3.4.1. Динамика энергоемкости ВВП в России	127
3.4.2. Энергосбережение в России	130
3.4.3. Технологические проблемы повышения энергоэффективности	133
3.4.4. Выбросы CO ₂ и загрязняющих веществ в энергетике России	136
Раздел 4. Преодоление кризиса 2008-2009 гг. в экономике и энергетике России	141
4.1. Зависимость экономики России от конъюнктуры сырьевых рынков	141
4.2. Воздействие кризиса на экономику и энергетику России	148
4.3. Экономика и энергетика России на выходе из кризиса: какая траектория развития сложится?	156
4.3.1. Экономика России: умеренное восстановление	156
4.3.2. Энергетика России: траектория развития изменилась	159
4.3.3. Рост тарифов на продукцию ТЭК: угроза экономическому росту	170
Раздел 5. Будущее экономики и энергетики России: деградация или модернизация?	175
5.1. Закат нефтяной эпохи как вызов для России	177
5.2. Экономика и энергетика в 2010-2020 гг.: структурные сдвиги	181
5.3. Экономика и энергетика в 2020-2030 гг.: инновационное развитие	187
5.4. Энергетика: задачи развития	194
Раздел 6. Топливная промышленность России: для внутреннего рынка или на экспорт?	204
6.1. Развитие нефтяного сектора в 1990-2010-2030 гг.: есть ли жизнь после нефти?	204
6.1.1. Организационная структура нефтяного сектора: от монополизации к консолидации	205
6.1.2. Налогообложение нефтяной отрасли: адекватность условиям освоения ресурсов	210
6.1.3. Внутренний рынок нефти и нефтепродуктов: олигополии и биржи	212
6.1.4. Отсталость нефтепереработки: проблемы государственного регулирования и рыночного спроса	214
6.1.5. Добыча и экспорт нефти: возможен ли дальнейший рост?	219

6.1.6. Строительство нефтепроводов: диверсификация экспортных направлений поставок черного золота	223
6.1.7. Запасы нефти в России и недропользование: как нам повысить КИН?	226
6.1.8. Инвестиции в нефтяном секторе: проблема приоритетов вложений	231
6.2. Развитие газовой промышленности в 1990-2010-2030 гг.: неиспользованный потенциал отрасли	235
6.2.1. Организационная структура: «Газпром» и другие компании	235
6.2.2. Внутренний рынок и цены на газ: регулируемые тарифы или net back?	238
6.2.3. Поставки природного газа на внутренний рынок: сдерживание или стимулирование спроса?	242
6.2.4. Международный газовый рынок в зоне интересов России: кризис системы долгосрочных контрактов в Европе и проблема рыночных условий в СНГ	244
6.2.5. Экспорт природного газа: конкуренты и возможности	252
6.2.6. Добыча природного газа в России: как компенсировать спад на базовых месторождениях?	255
6.2.7. Газотранспортная система: перспективы развития	259
6.2.8. Запасы природного газа и недропользование: трудности использования огромной ресурсной базы	262
6.2.9. Инвестиции в газовом секторе: в добычу или в транспортировку?	266
6.3. Развитие угольной промышленности России в 1990-2010-2030 гг.: пример успешной реструктуризации?	269
6.3.1. Организационная структура угольной отрасли	270
6.3.2. Цены на уголь и природный газ: нужно ли менять пропорции?	270
6.3.3. Потребление угля в России: насколько велик потенциал рынка?	272
6.3.4. Экспорт: палочка-выручалочка угольной отрасли	274
6.3.5. Добыча угля: перспективы, география и способы добычи	275
6.3.6. Инвестиции в развитие угольной отрасли: сколько стоит безопасность?	277

Раздел 7. Инфраструктурные отрасли энергетики: опора или препятствие модернизации?

7.1. Развитие электроэнергетики в России в 1990-2010-2030 гг.: генерация или сети?	282
7.1.1. Организационная структура электроэнергетики: последняя и самая спорная реформа	283
7.1.2. Оптовый и розничный рынок электроэнергии: искажения неизбежны	288
7.1.3. Потребление электроэнергии в России: необходима осторожность в оценках	294

7.1.4. Потребление топлива электростанциями России: необходимо договариваться	297
7.1.5. ЕЭС России: наследие СССР, которое надо приумножать и развивать	299
7.1.6. Мощность электростанций России: планы и реальная потребность	302
7.1.7. Вводы генерирующих мощностей в России: наполеоновские планы против реальных потребностей и возможностей	305
7.1.8. Инвестиции в электроэнергетику: эффективность важнее объема	307
7.2. Развитие ядерного энергетического комплекса в 1990-2010-2030 гг. ...	311
7.2.1. Организационная структура ядерного энергетического комплекса: государственная монополия сохраняется	311
7.2.2. Производство электроэнергии на АЭС: резерв роста за счет полного использования установленной мощности	313
7.2.3. Мощности АЭС России и новое строительство: высокая цена роста	315
7.2.4. Безопасность в ядерном комплексе России: проблемы сохраняются	317
7.2.5. Инновации в ядерном комплексе России: медленнее, чем нужно	319
7.2.6. Урановая проблема: интернационализация или собственные ресурсы?	322
7.3. Развитие теплоснабжения в России в 1990-2010-2030 гг.	325
7.3.1. Производство и потребление тепловой энергии	325
7.3.2. Состояние мощностей теплоснабжения: техногенная катастрофа	327
7.3.3. Развитие теплоснабжения: при каких условиях эффективны когенерация и централизация?	330
7.4. Развитие возобновляемой энергетики	332
7.4.1. Мировой тренд: взрывной рост возобновляемой энергетики ..	332
7.4.2. Причины стагнации ВИЭ в России: административные барьеры или объективные факторы?	334
7.4.3. Перспективы развития ВИЭ в России	336

Раздел 8. Россия в мировой экономике и энергетике 340

8.1. Экономическое развитие России и мира в 1990-2010-2030 гг.: сможем ли мы удержаться в мировой волне роста?.....	340
8.2. Место России в обеспечении глобальной и региональной энергетической безопасности	346
8.2.1. Ресурсный потенциал: необходимое, но недостаточное условие для лидерства России	347

8.2.2. Роль России в мировом производстве энергонасителей: сырьевая страна или ядро мировой энерготранспортной системы	352
8.2.3. Место России в потреблении конечной энергии	359
8.2.4. Мировая торговля энергоресурсами и технологиями: усиление конкуренции для России на региональных рынках Европы и Азии	367
8.3. Геополитические факторы развития энергетики	373
8.3.1. От энергетического глобализма к региональному самообеспечению	373
8.3.2. Россия и мировые геополитические процессы в сфере энергетики	377
8.3.3. Динамика цен на энергонасители: циклические колебания и закат нефтяной эпохи	390
8.4. Энергоэффективность России и мира: чем обусловлены различия и насколько они велики?	394
8.4.1. Энергоемкость ВВП в России и ведущих странах мира: отрыв велик, но он сокращается	395
8.4.2. Факторы различий в энергоемкости ВВП России и мира	398
8.4.3. Выбросы CO ₂ в энергетике: как не стать «ископаемым дня» ...	400
Раздел 9. Шаги из прошлого в энергетическое будущее	406
9.1. От трансформационного спада к восстановительному росту: открыт ли путь дальше?	406
9.2. Переориентация энергетики на экспорт: сырьевая ловушка в контексте инновационного развития?	413
9.3. Плохие институты и трудности экономического роста: как разрубить гордиев узел?	419
9.4. Мировая экономика и энергетика после 2030 г.: контуры новой эпохи и вызовы для России	426
9.5. Необходимые структурные реформы в экономике и энергетике	432
Заключение	443
Список использованных источников	449
Приложения	456
Приложение к разделу 1	456
Приложение к разделу 2	459
Приложение к разделу 3	463
Приложение к разделу 4	473
Приложение к разделу 5	475
Приложение к разделам 6 и 7	478
Приложение к разделу 8	485
Приложение к разделу 9	486

ПРЕДИСЛОВИЕ

*Есть только миг между прошлым и будущим,
Именно он называется жизнь.*

Л. Дербенев,
песня из к/ф «Земля Санникова»

Время летит быстро. Прошло 20 лет постсоветской истории России. Все меньше и меньше остается тех, кто создавал энергетику СССР. Как мы распорядились их наследством?

Многое стирается из памяти даже тех, кто непосредственно участвовал в реформировании российской энергетики: становлении ВИНК, угольных компаний, ОАО «Газпром», РАО «ЕЭС» и их последующей трансформации, борьбе с неплатежами, поиске инвестиций, обеспечении энергетической безопасности и энергоэффективности.

ТЭК России, безусловно, нуждался в реформировании, причем он был одной из немногих, едва ли не единственной отраслью, которая смогла разработать и предложить план собственного реформирования. Этот план (точнее, совокупность взаимосвязанных отраслевых планов) был реализован только частично, но, тем не менее, сыграл конструктивную роль.

ТЭК был «донором» российской экономики, сохранив жизнеспособность страны и ее населения в те критические годы, когда промышленное производство упало наполовину, когда практически исчезли все валютные поступления и кратно упали доходы в бюджет.

Сегодня многие обвиняют руководство страны в пресловутой экспортно-сырьевой ориентации страны, призывают слезть с нефтяной иглы, которая задвигает нас на задворки цивилизованного мира. Но финансовая подушка от экспорта, накопленная в том числе благодаря высоким мировым ценам на нефть и газ, в немалой степени способствовала тому, что мировой финансовый кризис 2008-2009 гг., в очередной раз «уронивший» нашу экономику, не стал ни фатальным, ни даже сколько-нибудь заметным для социального уровня жизни большинства россиян. Все это было. И прошлое нельзя воспринимать только в черно-белом цвете (хорошо или плохо). Это – жизнь.

Но вырастают новые поколения, которые знают и судят о прошлом понаслышке, из чужих уст, особенно тех, кто «мнит себя стратегом, видя бой со стороны». Эти «стратеги» стремятся не отягощать себя системными знаниями и всесторонним анализом, ограничиваясь доступной информацией, которой наводнена всемирная паутина Интернета. А в прессу или в сеть нередко специально или по недомыслию вбрасывается какой-то факт, приводится чья-либо субъективная оценка того или иного события и начинается тиражирование этой «истины» новостными агентствами, электронными и печатными СМИ и многочисленными блогерами. И теперь уже это событие считается общепринятым, истиной в последней инстанции.

А если указанное событие затрагивает интересы большой политики, больших денег и т.п., то здесь специально вброшенных или отобранных, надлежащим образом препарированных «фактов» и «мнений» особенно много. И очень часто за деревьями не видно леса. Это касается и такой неоднозначной и всеми обсуждаемой истории становления и развития новой российской энергетики. Всеми, кто имел, а еще больше – не имел никакого отношения к самой истории и нашему энергетическому будущему.

Так же, как и прошедший период в истории ТЭК России, не остается без внимания и Энергетическая стратегия России до 2030 г. (ЭС-2030) – двадцать лет спустя, начиная с нынешнего момента. И здесь оценки далеко не однозначны. К сожалению, любому аналитику, а тем более человеку, не посвященному во все многообразие связей энергетики и экономики, динамику спроса и цен, налогов и производства, экспорта и внутреннего потребления, технологического и ресурсного обеспечения, экологических требований и энергетических тарифов, трудно выработать взвешенную оценку этой сложнейшей проблемы. Поэтому мы, как специалисты и реальные участники становления новой российской энергетической политики, решили предложить заинтересованному и непредвзятому читателю (надеемся, что таких еще немало) свое видение событий прошедшего десятилетия и ожидаемого развития российской энергетики на предстоящие 20 лет.

Большое видится на расстоянии. Мы ставили двоякую задачу: с одной стороны, дать комплексный (а потому непредвзятый, не заостренный на частных деталях и объективный) анализ пройденного пути, острых событий – пиков и провалов, достижений и ошибок. С другой стороны, дать им свою личную оценку причем, как из того времени (как мы их тогда понимали и представляли), так и с позиций 2010 г. (как мы видим их сегодня). Но это – не мемуары, подкрепленные специально подобранной статистикой. Это – аналитический обзор, в котором личный вклад свидетеля и соучастника событий подкрепляется и дополняется оценками молодых, но уже состоявшихся энергетиков-системщиков. Тем более это относится и к завтрашнему дню российской энергетики, которая была, есть и будет жизненно важной социально ориентированной инфраструктурой инновационного развития России.

Новизна настоящей работы состоит в особенностях нашего подхода, отличающегося от большей части исследований энергетики России.

Во-первых, мы рассматриваем десятилетний прошлый и десятилетний будущий период на основе единой методологии. Между тем обычно прогнозные работы содержат только опорную точку момента, в который делается прогноз, но не содержат развернутой ретроспективы. Работы по истории развития энергетики, напротив, игнорируют проблематику будущего. Между тем период 1990-2030 гг. – очень важный и бурный в развитии российской и мировой энергетики, и перспективные тренды невозможно понять без исследования прошлого.

Во-вторых, наш подход к прогнозу развития российской и мировой энергетики опирается не на традиционную экстраполяцию трендов, а на несколько

сценариев, акцентирующих возможные качественные изменения в технологиях и принципах организации энергетических систем, которые сегодня практически не видны.

В-третьих, мы учитываем не только тренды, но и циклы развития мировой энергетики. Циклические кризисы играют важнейшую роль в смене качественных состояний мировой энергетики, определяя направление ее развития, поэтому их рассмотрение принципиально важно.

В-четвертых, мы рассматриваем экономику и энергетику в их взаимодействии. Это взаимодействие включает не только поставки энергоресурсов различным секторам экономики и обеспечение энергетики инвестиционными ресурсами, но и организационное взаимодействие между энергетикой и другими секторами экономики, взаимосвязи в рамках комплексных технических систем, политические приоритеты и т.п.

Наконец, наш подход предполагает одновременное рассмотрение трендов экономического и энергетического развития России и мира в их взаимосвязи. С одной стороны, технологические и организационные изменения в российской энергетике во многом обусловлены мировым контекстом. Внешний спрос играет для нее очень важную роль. С другой стороны, Россия является одним из ключевых игроков на мировых энергетических рынках и оказывает на них мощное влияние.

Такой комплексный, системный подход к развитию энергетики обеспечивает особый взгляд на многие хорошо известные процессы и события, зачастую открывая в них новую, неожиданную сторону.

Авторы

РАЗДЕЛ 1. РОЛЬ ЭНЕРГЕТИКИ В РАЗВИТИИ РОССИИ И МИРА

Энергетика тесно взаимосвязана с экономикой. С одной стороны, динамика экономического роста и повышения энергоэффективности определяет уровень и структуру спроса на энергоносители. С другой стороны, динамика развития энергетики вносит значимый вклад в экономический рост через экспорт топливно-энергетических ресурсов (далее – ТЭР), повышение качества энергопотребления, прямое и косвенное финансирование экономического роста.

Взаимодействие ТЭК и экономики не сводится только к энергоемкости ВВП и другим энергоэкономическим показателям. В более широком контексте энергетический потенциал должен рассматриваться в системе национального богатства, включая природный, физический, социальный и человеческий капитал.

Энергетический потенциал как часть национального богатства реализуется в процессе энергетического развития и постоянного повышения энергоэффективности. На эти цели и задачи в определенной степени ориентирована Энергетическая стратегия России на период до 2030 года.

В 1990-2030 гг. в мировой и российской энергетике произошли и произойдут значимые изменения в рамках долгосрочных трендов и циклов развития. Исходя из этого необходимо рассмотреть длинные волны развития мировой энергетики и их воздействие на российскую энергетику, роль энергетики в экономическом развитии и национальном богатстве России, а также роль Энергетической стратегии России в развитии ТЭК.

1.1. 1990-2030 годы: важнейший этап развития мировой энергетики

Период 1990-2030 гг. занимает особое место в контексте длинных волн развития мировой энергетики. Мы находимся в центральной части периода (2010-2011 гг.) и переживаем комплексный энергетический кризис. Этот кризис вполне может стать той поворотной точкой, после которой резко изменится как структура, так и динамика развития мировой и российской энергетики и экономики. Причем в основе этих изменений будет новая технологическая волна в энергетике, зарождение которой мы сегодня наблюдаем.

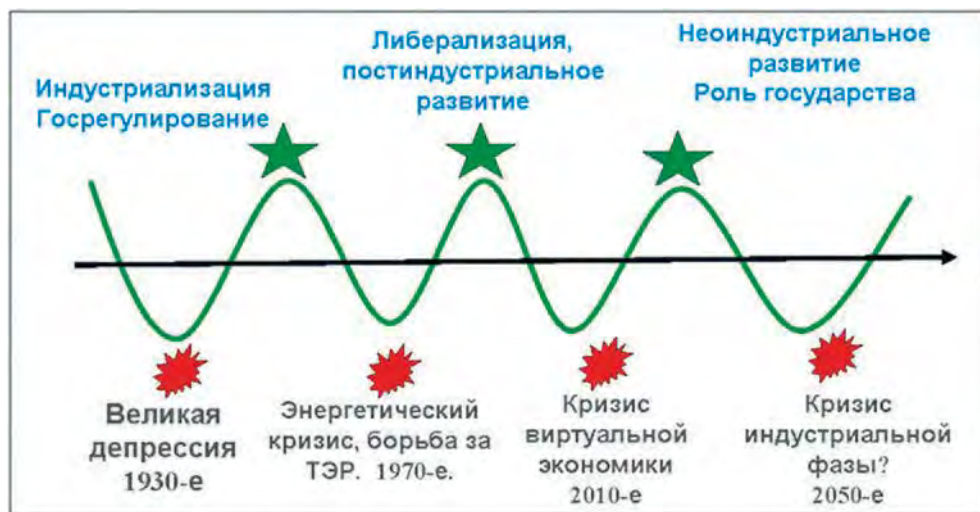
Длительное время в прошлом мировая социально-экономическая система развивалась по гиперболическому закону,¹ или в режиме с

¹ Гиперболический рост описывает динамику системы, при которой не только абсолютные, но и относительные темпы роста определенного параметра увеличиваются по мере роста самого показателя.

обострением. Этим законом описывается динамика численности населения, ВВП, потребления энергии и пр. Однако с 1960 г. мы наблюдаем качественное изменение динамики роста мировой системы и постепенный выход последней из режима с обострением.

Традиционно гиперболический рост мировой системы не является однородным. Длительные периоды сравнительно устойчивого развития (фазы развития) разделены короткими периодами фазовых переходов, когда меняются режим роста и сама основа развития социума. При этом помимо успешного фазового перехода возможны сценарии фазовой стагнации и фазовой катастрофы.

Динамика мировой системы в течение XX века определялась индустриальной фазой долгосрочного гиперболического роста. В ее рамках наблюдались несколько волн роста (рис. 1.1), разделенных острыми кризисами, которые сопровождались сменой парадигмы развития. Это кризис начала 1930-х гг., кризис начала 1970-х гг. и кризис конца 2000-х годов.



Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 1.1. Циклы и кризисы мирового развития

Кризис начала 1930-х гг. привел к тому, что резко усилилось государственное воздействие на экономику в США, Германии и других странах. Этот процесс совпал с ускоренной индустриализацией и резким ростом спроса на электрическую энергию для промышленности и нефтяное моторное топливо.

Кризис начала 1970-х гг. был вызван переходом США и Западной Европы к постиндустриальному развитию. Резко активизировалось частное предпринимательство, произошли либерализация и монетизация мировой экономики, на смену кейнсианскому регулированию пришло монетаристское. Одновременно ускорилось развитие атомной энергетики, возрос спрос на газ как топливо для энергетики. На финише этого этапа мир подвергся глобальным нефтяным кризисам, имевшим серьезные геополитические и макроэкономические причины.

Кризис 1970-х гг. был разрешен переходом к постиндустриальной фазе развития через глобализацию, информатизацию и либерализацию экономики. В результате произошли качественные изменения в динамике развития мировой социально-экономической системы. Темпы экономического роста снизились с 4-5% в год в 1945-1970 гг. до 3% в год в 1970-2010 гг. Темпы роста потребления энергии снизились с 5% в год до 2% и менее (табл. 1.1). Темпы роста численности населения упали с 2,0 до 1,3%.

Однако к концу 2000-х гг. темпы экономического и энергетического роста мировой социально-экономической системы приблизились к историческим максимумам 1950-1960-х гг., причем максимальные темпы наблюдались уже не в развитых, а в развивающихся странах. Вместе с тем в 2000-е гг. с вовлечением ключевых развивающихся стран в мировую экономику были фактически достигнуты пределы глобализации (в данной фазе развития). Развитие информационной сферы стало приобретать отчетливо спекулятивный характер, проявившейся в кризисе высокотехнологичной экономики в США в 2001 г. и предшествующем ему буме. Пределов развития достигла и либерализация экономики, свидетельством чему стал рост неустойчивости экономических рынков и увеличение амплитуды волатильности базовых экономических процессов. Таким образом, исчерпание резервов роста постиндустриальной экономики за счет развития глобализации, информатизации и либерализации создало благоприятную почву для очередного кризиса развития.

Таблица 1.1. Связь экономического и энергетического роста

Стадия развития	Энергоемкость ВВП	Прирост потребления ПЭР, % в год	Эластичность ВВП по потреблению ПЭР	Доминирующие источники энергии
Доиндустриальная	Н	Низкий		Некоммерческая энергия биомассы
Индустриализация	С	4 5	0,8 2,2	Уголь, нефть
Развитое индустриальное общество	В	2	0,4 0,8	Нефть, электроэнергия
Переход к постиндустриальной	С	0 1	0,0 0,3	Диверсификация ТЭБ, природный газ, атом, начало перехода к ВИЭ
Постиндустриальная	Н	<0	<0,0	Неисчерпаемые ИЭ

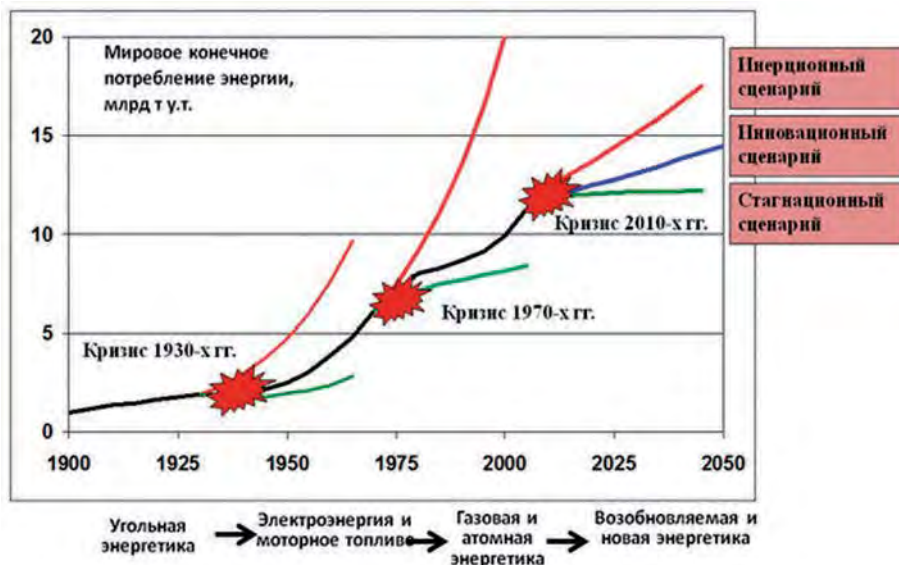
Примечание. Н – низкие темпы роста, С – средние, В – высокие.

Источник: Институт энергетической стратегии.

Кризис конца 2000-х гг. был обусловлен кризисом «виртуальной экономики» и спекулятивного мирового рынка «бумажных» активов (включая нефтяной фьючерсный рынок), а также раскрученной в мировом масштабе угрозой глобального потепления. Возникла необходимость очередной смены парадигмы

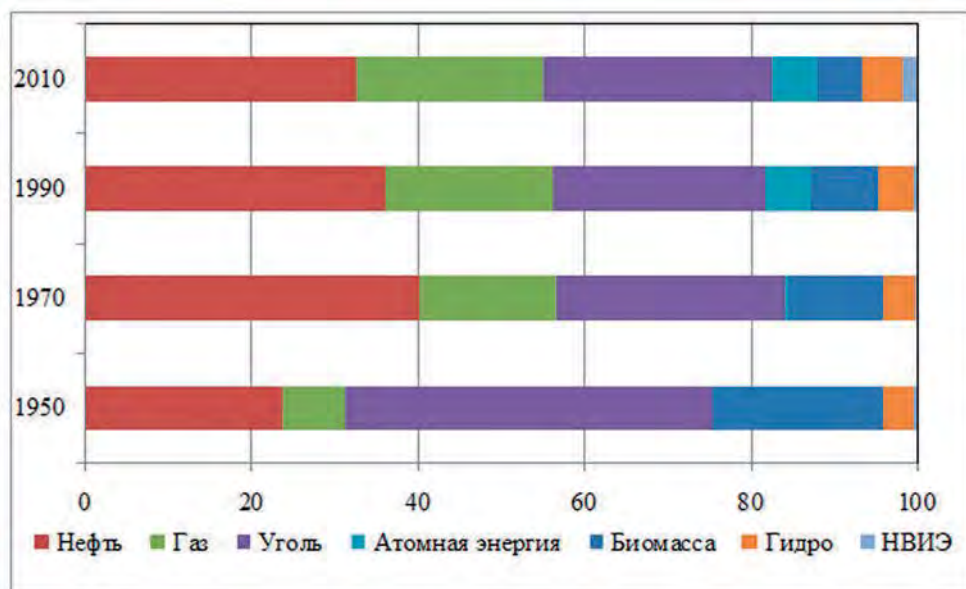
развития. Это потребовало усиления роли государств и межгосударственных объединений. Произошел плавный переход основных углеводородных ресурсов под контроль национальных нефтегазовых компаний (вместо доминирования транснациональных компаний в эпоху расцвета глобализационных процессов). Приоритеты развития энергетики сместились в сторону автономизации регионального энергоснабжения и обеспечения национальной энергетической безопасности, интенсификации энергосбережения и развития возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ).

Проведенный ретроспективный анализ показал, что каждый кризис вызывал резкое изменение характера развития мировой энергетики, которая сходила с устойчивой траектории экспоненциального роста, характерной для докризисных периодов (1945-1970, 1980-2005 гг.) – рис. 1.2. В ходе кризиса темпы роста мирового энергопотребления снижались и могли становиться отрицательными, а после кризиса формировалась новая устойчивая траектория экспоненциального роста. Ключевым следствием кризисов индустриальной фазы 1970-х гг. и постиндустриальной фазы 2000-х гг. для энергетики была смена приоритетных источников энергии, хотя структура мирового топливно-энергетического баланса (далее – ТЭБ) в силу своей высокой инерционности менялась весьма медленно. Так, кризис 1970-х гг. привел к усилению роли природного газа, атомной энергии и временно – угля (табл.1.1 и рис.1.3). По аналогии можно предположить, что кризис 2000-х гг. приведет к ускорению темпов перехода от использования топливных источников энергии к возобновляемой энергетике.



Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 1.2. Динамика мирового энергетического развития



Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 1.3. Изменение структуры мирового потребления первичной энергии, 1950-2010 гг.

Максимальные темпы снижения энергоемкости наблюдались в 1980-х гг., так как предшествовавший энергетический кризис стимулировал энергосбережение. Но в развитых странах в 1990-2005 гг., несмотря на общее повышение энергоэффективности их экономик, потребление энергии устойчиво увеличивалось. Так, в странах ОЭСР оно выросло в 1980-2007 гг. в 1,35 раза, в ЕС – в 1,09 раза. Ключевой чертой предкризисного роста было сочетание постиндустриального развития в развитых странах мира и быстрой индустриализации развивающихся стран, в первую очередь Китая и в меньшей степени Индии. При этом если в 1990-е гг. доминировал первый процесс, то в 2000-е гг. – второй. Кризис 2008-2010 гг. стал ярким выражением проблем постиндустриальной фазы в развитых странах, в то время как ведущие развивающиеся страны сохранили динамику роста.

В ближайшие десятилетия мировое развитие будет опираться на два важнейших процесса – индустриализацию развивающихся стран и постиндустриальное развитие развитых стран.² В совокупности они приведут, по нашим оценкам, уже к 2030 г. к кризису «классической» индустриальной фазы и переходу к более эффективному неоиндустриализму. Как показал опыт 2000-х гг., попытка перехода от индустриальной экономики к постиндустриальной (виртуальной) в ее чистом виде не удалась. В этой связи необходимо неоиндустриальное развитие, которое в развитых странах будет выражаться в модернизации высокотехнологичной промышленности на базе «умной» энергетики. Рост «реальной экономики», промышленного производства снова станет опорой

² Подробнее об этом см.: Тренды и сценарии развития мировой энергетики в первой половине XXI века (под ред. Бушуева В.В.). М.: ИЭС, 2011.

экономического роста – такие тенденции наблюдаются уже сейчас, на выходе из кризиса.

В развитых странах после 1970-х гг. начался выход из режима индустриального гиперболического роста, что вызвало резкое изменение многих параметров, описывающих социальную систему (динамика ВВП, энергопотребления, уровень безработицы и др.). К настоящему времени новая устойчивая траектория роста, который, по-видимому, будет носить неиндустриальный характер, в развитых странах еще не сложилась. Вместе с тем преодоление финансово-экономического кризиса 2008-2009 гг. требует перехода на новый технологический цикл и формирования новых подходов к регулированию мировой финансовой системы. К сожалению, реализуемые антикризисные меры правительств различных стран мира слабо способствуют решению этих задач. Преимущества в формировании новой модели роста в силу наиболее содержательных антикризисных программ имеют США и Китай.

В развивающихся странах и в 2000-е гг. активно продолжался процесс индустриализации. При этом в них до сих пор сохраняются значительные элементы доиндустриальных фаз развития. Однако в перспективе до 2030 г. и в этих странах неизбежно произойдет выход из режима индустриального роста. Конкретные параметры выхода (время начала, скорость, достигнутые значения ключевых параметров) не определены и в разных странах будут различными, но они окажут решающее воздействие на мировое развитие. Неизбежное прохождение развивающимися странами этапа индустриализации и инфраструктурного строительства создаст значительный потенциальный спрос на энергию. Вместе с тем уровень энерго- и материалоемкости индустриализации развивающихся стран может быть значительно снижен при условии эффективного и своевременного трансфера технологий из развитых стран.

В перспективе 2050 г. процесс индустриализации в развивающихся странах будет постепенно завершаться.³ По мере завершения индустриализации в развивающихся странах мировое индустриальное развитие будет испытывать нарастающие ограничения. Рост уровня жизни (при замедлении роста населения) в развивающихся странах приведет к насыщению крупнейших рыночных ниш создания инфраструктуры и производства базовых промышленных товаров. Как показывает исторический опыт, завершение индустриализации всегда сопровождается глубоким кризисом (в развитых странах это кризис 1970-х гг.), причем в отличие от предыдущих кризисов будущий кризис будет носить глобальный характер. Пространство индустриального освоения Земли будет исчерпано, что потребует глубокой структурной перестройки развивающихся экономик.

Если кризисы 1930-х и 1970-х гг. имели своей предпосылкой исчерпание доступного пространства для получения ресурсов индустриальными странами, а кризис 2000-х гг. – доступного пространства для размещения производства, то ожидаемый кризис 2030-х гг. (кризис перехода к новой фазе развития) будет обусловлен исчерпанием рынков сбыта. Это, очевидно, потребует от стран – лидеров мировой экономики перехода на новую фазу развития.

³ Сроки завершения индустриализации зависят от конкретной страны. Так, например, в Китае индустриализация в основном будет завершена уже в 2020-е годы.

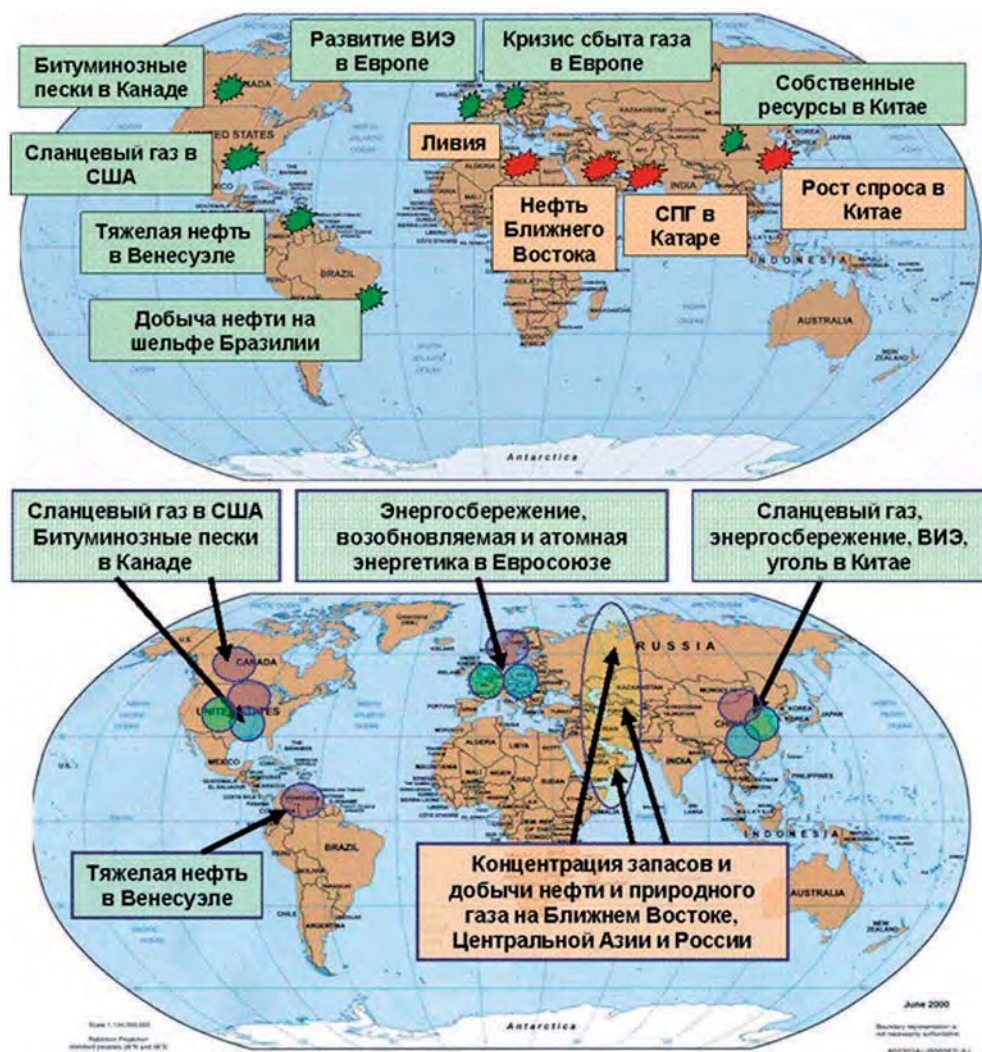
Таким образом, период 2010-2030 гг., возможно, станет последней волной быстрого индустриального роста и, соответственно, роста энергопотребления. Эта волна будет значительно слабее, чем волна 2000-х гг. Исчерпание этой волны роста может привести к стабилизации потребления природных ресурсов и индустриальной экономики в целом, при этом постиндустриальная экономика, вполне возможно, будет расти. Это означает, что в долгосрочной перспективе спрос на сырье и традиционные энергоносители – основу специализации России в мире – будет расти все медленнее, затем стагнировать, а затем и вовсе снижаться.

По мере разворачивания кризиса индустриальной фазы развития сначала в развитых странах (в 1970-х гг.), а затем и в развивающихся (в 2000-е гг. – первая волна, в 2030-е гг. – вторая волна) мировая энергетика постепенно выходит из режима гиперболического роста с соответствующим изменением качественных характеристик. Таким образом, исходя из анализа ретроспективной динамики где-то на рубеже 2030 г. можно ожидать нового системного кризиса мировой энергетики.

Фактически мир стоит на пороге энергетической революции, содержанием которой будет переход от индустриальной к неоиндустриальной и постиндустриальной энергетике. В 2000-е гг. в развитых странах сформировались предпосылки энергетической революции. Энергетика индустриальной фазы – это крупные централизованные источники энергии на ископаемом топливе с ориентацией на валовой поток энергии. Энергетика постиндустриальной и, возможно, неоиндустриальной фазы – это децентрализованные источники энергии с ориентацией на использование энергии ВИЭ и управление потоком энергии. По сути, это переход от «силовой» энергетике к «умной». Основные направления энергетической революции: энергосбережение; «умные» сети (шире – «умная» энергетика); электроэнергетические системы нового поколения; децентрализация энергетике; возобновляемые источники энергии; альтернативные виды энергоснабжения транспорта; углеродные рынки. К настоящему времени каждое из указанных направлений – это крупная отрасль экономики (с оборотом в десятки и даже сотни миллиардов долларов), показывающая устойчивые и очень высокие темпы роста. Все указанные направления прошли «точку невозврата» и вошли в стадию необратимого быстрого роста.

Результатом энергетической революции может стать снижение спроса на ископаемое топливо. Уже в 2000-е гг. в результате энергетической революции в некоторых развитых странах началось снижение потребления энергоносителей. В 2010-2020-е гг. эта тенденция, видимо, получит дальнейшее развитие. Так, пик потребления нефти в развитых странах (ОЭСР), по-видимому, был пройден в 2006 г.; возможно, около 2020 г. будет пройден пик потребления природного газа. Это может привести к тому, что уже после 2020 г. мировое потребление ископаемого топлива стабилизируется (рост потребления в ряде развивающихся стран будет компенсирован снижением потребления в развитых странах, а также, возможно, в Китае), а с 2030 г. начнет устойчиво снижаться. Это, в свою очередь, может спровоцировать глубокое и устойчивое падение цен на эти виды энергоносителей. Резко ужесточится конкуренция на экспортных рынках, в первую очередь на газовом рынке Европы. На этом фоне развитие технологий

производства энергии на базе ВИЭ, развитие добычи нетрадиционного газа и тяжелых нефтей, прогресс в сфере энергосбережения и энергоэффективности в ключевых странах-импортерах ископаемого топлива, очевидно, приведут к нарастанию тенденции регионализации энергетики, направленной на самообеспечение энергоносителями основных мировых центров потребления энергии. Признаки этого процесса заметны уже сейчас (рис. 1.4).



Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 1.4. Факторы глобализации (розовый) и регионализации (зеленый) мировой энергетики

Парадоксальность ситуации заключается в том, что глобализация мировой экономики как раз и привела к регионализации энергообеспечения. Это связано с тем, что в современной экономике не энергоресурсы являются основным двигателем глобальных экономических взаимодействий, а знания и доступ к современным технологиям.

Как известно, ранее главным фактором глобализации мировой энергетики были запасы и добыча нефти на Ближнем Востоке, в Центральной Азии и России. В перспективе значимость этого фактора постепенно будет снижаться – как по причине технологической доступности других энергоресурсов, так и по причине снижения значимости углеводородных ресурсов вообще.

Дальнейшая динамика зависит от сценария мирового развития.⁴

В *инерционном* сценарии продолжится расширение индустриальной энергетики в развивающихся странах при медленном развитии постиндустриальной энергетики в развитых странах. В результате неизбежен быстрый рост спроса на ископаемое топливо всех видов. *Стагнационный сценарий* – это замедленные темпы энергетического роста, особенно в развивающихся странах, из-за ужесточающихся экологических ограничений. *Инновационный сценарий* предполагает формирование энергетики нового типа в развитых странах и в некоторых лидирующих развивающихся странах.

Циклические кризисы мировой энергетики 1930, 1970, 2010 и 2030 гг. маркируют смену энергетических укладов.

При этом особую роль играет кризис 2010 г., поскольку именно он, по-видимому, стал рубежным в процессе перехода от индустриальной энергетики к постиндустриальной, или шире – от невозобновляемых источников энергии к возобновляемым.

Поскольку мы находимся в настоящее время в центре этого процесса, то особый интерес представляет анализ 40-летнего (по длине цикла) периода вблизи 2010 года. Это позволяет выявить ключевые тенденции прошлого и их перспективы в будущем, а также определить основные внешние вызовы, с которыми может столкнуться российская экономика и энергетика.

Таким образом, ретроспективный анализ и прогнозирование будущих мировых энергетических трендов являются важным условием формирования эффективной российской энергетической политики, базовым документом которой служит Энергетическая стратегия России.

⁴ Переход к новой энергетической цивилизации в 2010-2050 гг. может происходить различными путями в зависимости от сценария развития мировой энергетики.

Так, *инерционный сценарий* предполагает продолжение постиндустриальной фазы и острый кризис после 2030 г. из-за достижения пределов роста индустриальной фазы. Предполагается расширение индустриальной энергетики в развивающихся странах при медленном развитии постиндустриальной энергетики в развитых странах.

Стагнационный сценарий предполагает управляемое развитие через экологическую парадигму и создание информационного общества.

Инновационный сценарий предполагает преодоление пределов роста индустриальной фазы и переход к новой фазе к 2030 году. Ключевой чертой новой фазы должно стать комплексное развитие человека и связанных с ним технологий – биологических, информационных, социальных, когнитивных. Это позволит обеспечить снижение геополитических и экологических рисков и повысить качество энергоснабжения.

1.2. Энергетическая стратегия России

Энергетическая стратегия определяет цели и задачи долгосрочного развития энергетического сектора страны, приоритеты и ориентиры, а также механизмы государственной энергетической политики на отдельных этапах ее реализации, обеспечивающие достижение намеченных целей.

Энергетика в силу своей масштабности и значимой роли в социально-экономическом развитии России не может развиваться без долгосрочных ориентиров.

Основная тому причина – Россия была, есть и будет одной из ведущих энергетических держав мира. Этому способствует не только огромный ресурсный потенциал, являющийся бесценным национальным достоянием России (к началу 1990-х гг. в ее недрах было сосредоточено 45% мировых запасов природного газа, 23% угля, 14% урана, 13% нефти), но и созданный трудом многих поколений уникальный производственный, научно-технический и кадровый потенциал ТЭК.

Становление Российской Федерации как самостоятельного государства в условиях перехода к рыночной экономике в начале 1990-х годов потребовало разработки новой энергетической политики. Формирование новой энергетической политики проходило в несколько этапов (рис. 1.5).



Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 1.5. Этапы формирования энергетической политики России (1992-2009 гг.)

На первом этапе (в 1992 г.) была разработана *«Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях»*, основные положения которой были одобрены Правительством Российской Федерации.⁵ В этом документе были сформулированы необходимость разработки новой энергетической политики страны, ее принципиальные отличия от прежних энергетических программ, создававшихся в рамках планово-административной системы управления, новое содержание и главные задачи.

Следующий этап формирования энергетической политики страны *Энергетическая стратегия России на период до 2010 года (Основные положения)*, разработанная в 1993-1994 гг. и одобренная специальным постановлением правительства.⁶

Сохраняя определенную преемственность с энергетическими программами бывшего Советского Союза, новая Энергетическая стратегия России коренным образом отличалась от них, поскольку исходила из новой геополитической ситуации и развития рыночных отношений в экономике России, а также новых функций федеральных органов и субъектов Федерации. В целом принятая Энергетическая стратегия России фокусировала свое внимание не на определении параметров процесса развития ТЭК страны, а на формировании среды и условий, при которых этот процесс развивался бы в нужном направлении. В связи с этим предлагаемые в ней количественные оценки имели прогнозный характер. В мае 1995 г. вышел Указ Президента Российской Федерации «Об основных направлениях энергетической политики и структурной перестройки топливно-энергетического комплекса Российской Федерации на период до 2010 года» (№ 472 от 07.05.1995 г.). Президентский Указ придал новый статус ЭС-2010 и сделал ее положения руководством к действию для властей страны и субъектов хозяйственной деятельности ТЭК России.

Однако энергетическая стратегия не есть нечто однократно заданное, не разовый директивный документ. Ее задачи и механизмы реализации – это развивающийся процесс, это система мониторинга энергетической ситуации в стране и в мире, система прогноза возможных экономических, ресурсных и спросовых тенденций. Но главное – это формирование и непрерывное совершенствование организационных, экономических и правовых механизмов, обеспечивающих надежное энергоснабжение и рациональное использование природных топливно-энергетических ресурсов как основного национального достояния России в интересах нынешнего и будущих поколений.

Понимая необходимость регулярного мониторинга хода реализации Стратегии и ее периодической корректировки, Минтопэнерго РФ в 1998 г. приняло решение о создании специальной организации Института энергетической стратегии (ИЭС) как координирующей структуры для комплексного анализа и перспективного прогноза развития ТЭК России в увязке с общими тенденциями социально-экономического развития всей страны.

Однако в реальных условиях 1990-х гг. Энергетическая стратегия не стала тем документом, с которым сверялись бы все практические действия в энергетической сфере и государственных органов власти, и хозяйствующих субъектов, хотя она и определила основные ориентиры при формировании задач и решений по управлению и реформированию ТЭК.

⁵ Протокол от 10.09.1992 г. № 26.

⁶ Постановление Правительства РФ от 13.10.1995 г. № 1006.

Достижение поставленных в Энергетической стратегии целей по-прежнему оставалось актуальной задачей. Однако за прошедшие после принятия стратегии пять лет в стране сложились иные, чем были в начале 1990-х гг., во многом новые социально-экономические условия. Соответственно потребовались и новые решения.

Этим и была вызвана необходимость подготовки новой редакции Энергетической стратегии России, отражающей все те изменения, которые произошли.

В 1998 г. Министерством топлива и энергетики РФ было принято решение о подготовке новой редакции Энергетической стратегии, теперь уже на период до 2020 года. Работа интенсивно велась в 1999-2000 годы. В апреле-мае 2000 г. были опубликованы проекты Основных положений и собственно стратегии. В обсуждении этих проектов приняли участие сотни коллективов ученых, специалистов, производителей, органов государственной власти.

Доработанный по результатам обсуждения проект стратегии был заслушан в Государственной думе РФ на парламентских слушаниях, рассмотрен Экспертным советом Правительства РФ, а затем Основные положения Энергетической стратегии России были рассмотрены и одобрены на заседании Правительства РФ 23 ноября 2000 года.

А затем началось то, что в свое время произошло с редакцией стратегии от 1995 г.: а именно: одобрив один документ, правительство буквально через несколько месяцев начало принимать различные постановления, проекты законодательных актов и другие документы, которые шли вразрез с принятой стратегией.

В результате не прошло и полутора лет, а ряд принципиальных рекомендаций новой стратегии так же оказался невыполненным. Поэтому возникла необходимость уточнения стратегии, что и было зафиксировано в протоколе заседания Правительства РФ от 6 декабря 2001 г. № 50.

Процесс доработки и уточнения Стратегии шел очень тяжело и болезненно. К намеченному на 14 марта 2002 г. заседанию правительства страны была подготовлена доработанная и уточненная редакция стратегии, которая была согласована и официально внесена на рассмотрение в правительство, но за несколько дней до заседания отозвана министерством-разработчиком. Именно в это время и в правительственных кругах, и в Минэнерго РФ возобладало мнение, что стратегия не должна содержать ни прогнозных параметров развития экономики, энергопотребления и ТЭК, ни конкретных (с этапами, цифрами) рекомендаций, ни каких бы то ни было обязательств государства. И такой вариант «лозунговой стратегии» был подготовлен. Он обсуждался в мае 2002 г. на заседании Правительства РФ, но был отклонен.

Таким образом, фактически с осени 2002 г. началась работа над тем документом, основные положения которого были приняты ранее. А чтобы Основные положения не одобрять повторно (это могло бы вызвать ненужные вопросы), документ в редакции 2003 г. решили назвать не «основными положениями», а просто «стратегией». В результате процесс создания данного документа обрел логическую стройность и особое изящество: в 2000 г. были одобрены Основные положения Энергетической стратегии на период до 2020 года, а на их базе в 2003 г. утверждена (распоряжение Правительства РФ № 1234-р от 22 августа 2003 г.) собственно *Энергетическая стратегия России на период до 2020 года (ЭС-2020)*. ЭС-2020 действовала до ноября 2009 года.

В ходе реализации Энергетической стратегии России (ЭС-2020) была подтверждена адекватность большинства ее важнейших положений реальному процессу развития энергетического сектора страны даже в условиях резких изменений внешних и внутренних факторов, определяющих основные параметры функционирования топливно-энергетического комплекса России. При этом предусматривалось осуществлять внесение необходимых изменений в указанную стратегию не реже одного раза в 5 лет.

Подобная работа началась заблаговременно. В соответствии с Приказом Минпромэнерго России от 21 декабря 2006 г. № 413 «Об уточнении Энергетической стратегии России на период до 2020 года и ее пролонгации на период до 2030 года» было образовано 13 межведомственных рабочих групп, в состав которых вошли ведущие российские ученые и специалисты.

В 2007-2008 гг. рабочие группы в тесном взаимодействии с Институтом энергетической стратегии подготовили Концепцию и предложения по отдельным разделам проекта Энергетической стратегии России на период до 2030 года. На базе указанных материалов в 2008 г. был подготовлен собственно проект Энергетической стратегии России на период до 2030 года.

Проект Энергетической стратегии России на период до 2030 года был одобрен 27 августа на заседании Правительства Российской Федерации,⁷ а уже 13 ноября 2009 г. распоряжением Правительства Российской Федерации № 1715-р *Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (ЭС-2030)* была утверждена.

Утвержденная стратегия – не документ прямого действия, это – документ для документов. Она не может и не должна подменять собой программы (генеральные схемы развития отраслей и регионов, инвестиционные программы отраслей и энергетических компаний), она задает приоритеты и ориентиры, с которыми должны согласовываться программы и другие стратегические документы более низкого уровня. Таким образом, ЭС-2030 задает рамки формирования поля взаимоувязанных стратегических документов разного уровня, которые определяют развитие отдельных секторов и отраслей энергетики, энергетических компаний и региональных энергетических программ (рис. 1.6).

Главной целью ЭС-2030 является создание инновационного и эффективно-го энергетического сектора страны, адекватного как потребностям растущей экономики в энергоресурсах, так и внешнеэкономическим интересам России, обеспечивающего необходимый вклад в социально ориентированное инновационное развитие страны.

Достижение указанной цели требует последовательного продвижения в решении следующих *основных задач*:

- повышение эффективности воспроизводства, добычи и переработки топливно-энергетических ресурсов для удовлетворения внутреннего и внешнего спроса на них;
- модернизация и создание новой энергетической инфраструктуры на основе масштабного технологического обновления энергетического сектора экономики страны;
- формирование устойчиво благоприятной институциональной среды в энергетической сфере;

⁷ Протокол от 27 августа 2009 г. № 27.

- повышение энергетической и экологической эффективности российской экономики и энергетики, в том числе за счет структурных изменений и активизации технологического энергосбережения;
- дальнейшая интеграция российской энергетики в мировую энергетическую систему.



Источник: ЭС-2030.

Рис. 1.6. Место ЭС-2030 в системе стратегических документов

Со времени образования Российской Федерации в 1991 г. Правительством Российской Федерации было утверждено три Энергетические стратегии, каждая из которых сыграла свою значительную роль в жизни нашей страны и внесла существенный вклад в развитие методологии стратегического планирования в энергетике России.

Первая Энергетическая стратегия до 2010 года отталкивалась от возможностей российского топливно-энергетического комплекса и носила во многом антикризисный и технологический характер.

Следующая Энергетическая стратегия на период до 2020 года, по сути, стала первым документом комплексного характера, представляющим собой подробный сценарный прогноз развития энергетики в увязке с прогнозом социально-экономического развития страны.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года опирается на принципиально иной методологический подход, повышающий ее устойчивость даже в условиях высокой неопределенности будущего.

ЭС-2030 – это уже не прогноз, но целевая модель развития энергетики, осознанно выбранный путь, где вехами служат целевые индикаторы, достижение которых и будет определять ее реальную эффективность в будущем.

РАЗДЕЛ 2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ И ЭКОНОМИЧЕСКОЕ НАСЛЕДСТВО СОВЕТСКОГО СОЮЗА

Экономическое и энергетическое развитие России в решающей степени опирается на созданный в советское время потенциал. И в настоящее время, через 20 лет после распада СССР, основная (60-90%) часть основных фондов во всех отраслях ТЭК и большей части других отраслей экономики является наследием советского времени, включая многие наиболее капиталоемкие объекты. Созданная в СССР база до сих пор в значительной степени определяет как возможности, так и проблемы экономики и энергетики России в технологическом и организационном отношениях.

2.1. Экономика СССР: на рельсах государственного планово-распределительного механизма развития

Планово-распределительная система, сравнительно эффективно работавшая в 1930-1970-е гг., в 1980-е гг. вошла в состояние острого кризиса, а в результате неудачных реформ так называемой перестройки была разрушена.

С начала 1920-х гг. и до второй половины 1980-х гг. экономика страны впервые в мировой экономической практике функционировала и развивалась по государственным планам.⁸ На протяжении более полувека этот механизм государственного регулирования функционировал успешно и позволил преобразовать СССР из отсталой аграрной страны в индустриальную державу, занявшую по основным показателям развития производительных сил второе место в мире. За 20 предвоенных лет (1921-1940) национальный доход СССР увеличился в 56 раз, а за 40 послевоенных (1945-1985 гг.) ВВП страны увеличился еще в 27,8 раза. Одновременно была запущена мощная программа энергетического строительства, необходимая для индустриализации. Если в 1921 г. производство электроэнергии не превышало 0,5 млрд кВт•ч, то уже к 1930 г. он достигло 8,6 млрд кВт•ч, а к 1940 – 48,6 млрд (рост в 17 и 5,7 раза соответственно). Мощность электростанций выросла более чем в 10 раз и достигла 11,2 ГВт. Резко возросли добыча и потребление нефти (более чем в 3 раза) и угля (в 5 раз), были заложены основы газовой промышленности.

Вместе с тем в планировании социально-экономического развития и в реализации этих планов допускались болезненные перекосы, в результате чего сельскохозяйственный сектор и социальная сфера существенно отстали в своем развитии. В то же время можно утверждать, что без жесткого государственного

⁸ Исключение было лишь кратковременным – в середине 1920-х гг., когда в период НЭПа допускалась деятельность частных предприятий, однако с 1930-х гг. началась интенсивная реализация плана ГОЭЛРО, который стал основой индустриального народнохозяйственного развития.

регулирования и динамичного, в том числе оперативного, планирования СССР не смог бы устоять и победить во Второй мировой войне. Однако по мере роста масштабов экономического и особенно промышленного потенциала государственное регулирование объектов производства и ресурсного обеспечения, которое охватывало практически всю номенклатуру продукции и услуг, стало существенно ограничивать предпринимательскую инициативу.

В послевоенные годы экономика и энергетика СССР продолжали расти высокими темпами. В 1950-1960-е гг. темпы экономического роста составляли 5-6 % в год. ВВП СССР вырос за 1950-е гг. в 1,65 раза, в 1960-е гг. – в 1,6 раза, потребление первичных энергетических ресурсов – в 1,56 и 1,52 раза соответственно. В силу прохождения Советским Союзом стадии индустриализации, а также низких цен на энергоносители, рост экономики был достаточно энергоемким, эластичность прироста энергопотребления по приросту ВВП составляла 0,8-0,9.

На 1960-1970-е гг. пришлось наиболее активная фаза освоения нефтяных месторождений Западной Сибири. После открытия в 1960-е гг. крупнейших месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе была создана новая нефтегазовая провинция, которая к 1980 г. отодвинула на второй план Поволжье. За 1950-е гг. добыча нефти выросла втрое, за 1960-е гг. – в 2,4 раза, причем в тот период в основном за счет Поволжья и Урала, которые проходили пик добычи. Началось масштабное развитие газовой промышленности СССР.

В 1950-1960-е гг. высокими темпами развивалась электроэнергетика: за 1950-е гг. производство электроэнергии выросло в 3,3 раза, за 1960-е гг. – в 2,5 раза, соответственно возросли и генерирующие мощности. На 1960-1970-е гг. пришлось строительство крупнейших гидроэлектростанций в Восточной Сибири, а также в Средней Азии. В 1967 г. было создано Центральное диспетчерское управление ЕЭС СССР, что оформило работу Единой электроэнергетической системы.

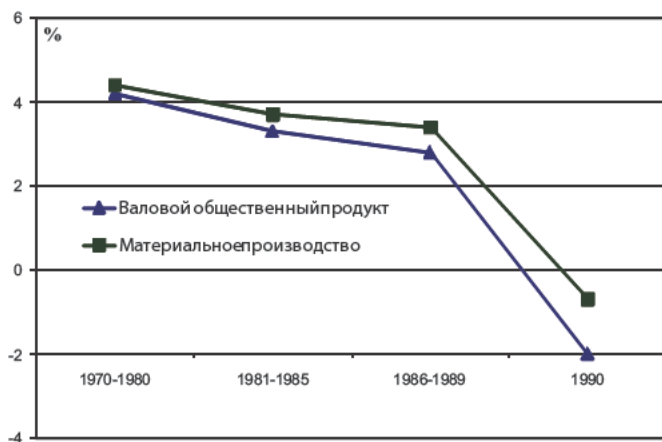
За 1970-е гг. потребление первичных видов энергии выросло в 1,48 раза, за 1980-е гг. – в 1,26 раза. Но при этом ВВП вырос только в 1,26 и 1,16 раза соответственно. Эластичность прироста потребления энергии по приросту ВВП превысила 1, что означало существенное падение энергетической эффективности советской экономики. Таким образом, тренды энергетического развития страны, с одной стороны, стали неблагоприятными. С другой стороны, именно на 1970-1980-е гг. пришлось фаза наиболее активного освоения газовых месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа (Надым-Пур-Тазовского района). Были освоены крупнейшие месторождения (Уренгойское, Медвежье, Ямбургское и пр.), которые и до настоящего времени вносят значимый вклад в добычу природного газа в России. За 1970-е гг. добыча газа возросла в 3,0 раза, за 1980-е гг. – в 2,5 раза. В этот период была создана основная часть Единой системы газоснабжения (магистральные и распределительные газопроводы и сопутствующая инфраструктура), включая ряд экспортных газопроводов (Уренгой – Помары – Ужгород, 1978-1983 гг., и др.). Продолжилось освоение нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа, где добыча в 1970-е гг. выросла в 1,7 раза, но в 1980-е гг. после прохождения пика стала снижаться.

В 1970-1980-е гг. быстрыми темпами продолжала расти электроэнергетика СССР. За 1970-е гг. производство электроэнергии выросло в 1,8 раза, за 1980-е гг. – в 1,3 раза,

что позволило резко повысить уровень электрификации промышленности, сельского хозяйства, сферы услуг, коммунально-бытового хозяйства. Ежегодный ввод генерирующих мощностей достигал 10 ГВт. Именно в этот период была реализована программа строительства атомных электростанций в СССР (четвертая в мире после американской, французской и японской) в размере 40 ГВт, причем к 2000 г. предполагалось довести атомно-энергетические мощности до 100 ГВт. Интенсивно велось строительство ряда крупных ГЭС. Продолжилось развитие Единой электроэнергетической системы СССР, которая к 1990 г. охватила 9 из 11 энергосистем страны и 90 % населения.

Таким образом, энергетическое развитие СССР было весьма интенсивным и помимо быстрого количественного роста включало качественные изменения, причем многие технологические и организационные решения применялись впервые в мире. Так, уникален советский опыт построения Единой электроэнергетической системы, создания ЛЭП постоянного тока и ВЛ 1150 кВ, топливно-энергетических и территориально-производственных комплексов на базе различных источников энергии, многих других энергетических технологий. План ГОЭЛРО и последующие энергетические программы обеспечивали системный подход к развитию энергетики, предусматривая участие как местных, так и дальнепривозных источников энергии в энергобалансе, решали крупнейшие народно-хозяйственные задачи.

В 1970-1980-е гг. экономика СССР продолжала расти, опираясь в большой мере на развитие отраслей ТЭК, но этот рост замедлялся (рис. 2.1) и не был стабильным.



Источник: расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 2.1. Динамика макроэкономических показателей развития народного хозяйства СССР в 1970-1990 гг.

Экономика зависела от конъюнктуры мировых цен на энергоносители,⁹ на которую, в свою очередь, оказывала влияние неблагоприятная для СССР

⁹ Доля нефти в экспорте возросла с 11-12 % в 1965 г. до 37 % в 1980 г.

политика Запада. Экономика страны страдала от низкой эффективности капитальных вложений, низкой производительности труда, низкой конкурентоспособности продукции, отсутствия экономических стимулов. В энергетике также нарастали проблемы, связанные с низкой производительностью труда и нерентабельностью в угольной промышленности, кризисом добычи нефти из-за форсированного ее наращивания в предыдущий период, постоянной нехваткой мощностей в электроэнергетике. Все указывало на необходимость трансформации использовавшихся экономических механизмов, поиска более эффективных рычагов динамичного воздействия на экономику, сочетающих в себе разумное взаимодействие рыночных методов хозяйствования и государственного регулирования. Однако так называемая перестройка, которая проводилась в СССР в конце 1980-х гг. с целью реформирования экономической системы страны, не сумела создать и внедрить новые методы хозяйствования, которые могли бы прийти на смену частично демонтированному государственному регулированию.

Экономические реформы в России начала 1990-х гг. проходили на фоне глубокого кризиса советской плановой экономики, резко обострившегося в конце 1980-х годов. Низкая эффективность, отсутствие действенных стимулов хозяйственной активности, структурные диспропорции, исчерпание ресурсов экстенсивного роста, бывших опорой планово-распределительной системы, обусловили необходимость кардинальных изменений российской экономики и ее хотя бы частичного перевода на рыночные рельсы.

Именно к этому времени в наибольшей степени проявилось несоответствие состояния производственно-технологического аппарата сложившимся пропорциям инвестиционной поддержки базовых секторов экономики. Усилились диспропорции в сфере производства, потребления и финансирования, снизилась инновационная активность производителей.

Структурный кризис национального хозяйства явился следствием процессов функционирования советской экономики как закрытой, директивно управляемой системы. В этих условиях восстановление темпов экономического роста предполагало необходимость проведения кардинальной реформы экономики, поиск новых форм и инструментария экономического регулирования.

Попытки частичной либерализации планово-распределительной системы при сохранении ее основ, предпринятые в 1987-1988 гг., лишь усугубили кризис. Вследствие запаздывания жизненно необходимых реформ возможности эволюционных преобразований были упущены. Подрыв финансовой системы и национальной валюты, нарастание до нетерпимых масштабов товарного дефицита стали одними из главных факторов снижения жизненного уровня населения и в дальнейшем поставили экономику на край катастрофы.¹⁰

Попытка осуществить продекларированную в период т.н. ускорения в середине 1980-х гг. перестройку вызвала заметное увеличение капитальных вложе-

¹⁰ По мнению д.э.н. И.Э.Фролова, процессы трансформации многоукладного советского хозяйства в конце 1980-х гг. были тесно связаны как с легитимизацией так называемого сектора теневой экономики, так и с транснационализацией народного хозяйства, т.е. его включением в мировую экономику через внешнюю торговлю. (См.: Фролов И.Э. Возможности и проблемы модернизации российского высокотехнологичного комплекса // Проблемы прогнозирования. 2011. № 3 (126). С. 46).

ний в 1986-1989 гг., что в конечном итоге привело лишь к усилению разбалансированности экономики и не решило поставленной задачи ее модернизации и реформирования. В результате повышение инвестиционной активности резко повысило потребность в продукции топливно-энергетического комплекса и добывающих отраслей. После достижения в 1987-1988 гг. абсолютного максимума добычи нефти, угля, железной руды, производства стали и проката с 1989 г. добывающие отрасли остались практически без инвестиций. В результате разрозненных, непродуманных и ошибочных решений диспропорции в народном хозяйстве приняли самовоспроизводящийся и необратимый характер.

В этих условиях экономика СССР начала заметно «пробуксовывать». Так, после среднегодовых темпов роста валового национального продукта 4,2 % в период 1975-1980 гг. и 3,2 % в 1986-1988 гг. этот показатель снизился в 1989 г. до 1,9 %, а в 1990 г. – впервые (!) после Великой Отечественной войны упал до минусовых значений (-2,0 %). Дальнейшие события, связанные с распадом СССР, предопределили общий спад производства в 1990-1991 годах.

Накопление структурных диспропорций в советской экономике и энергетике привело к замедлению темпов роста и нарастанию проблем.

Вместе с тем признавая системный кризис советской экономики в 1980-е гг., важно понимать, что ее организационные принципы создавались в период ускоренной индустриализации 1930-1970-х гг., когда требовались жесткое государственное управление и планирование. В тот период времени, в иных экономических условиях и при решении иных задач, советская система демонстрировала высокую эффективность.

Советская система была адекватна классической индустриальной фазе развития экономики. Однако переход к либерализации и глобализации мировой экономики и энергетике начиная с 1970-х гг. выдвинули для СССР принципиально новые требования экономических реформ, которые так и не были осуществлены.

Плановая система в геополитических условиях изоляционизма и противостояния двух мировых систем могла успешно выполнять свои функции. Но открытие экономических границ в условиях перестройки 1980-х гг. показало, что стабильность развития в СССР и странах социалистического лагеря опирается на устаревшие и неэффективные принципы хозяйствования.

Перестройка не обеспечила необходимой модернизации экономики, в результате чего СССР вступил в полосу тяжелейшего экономического кризиса, одним из последствий которого стал его распад.

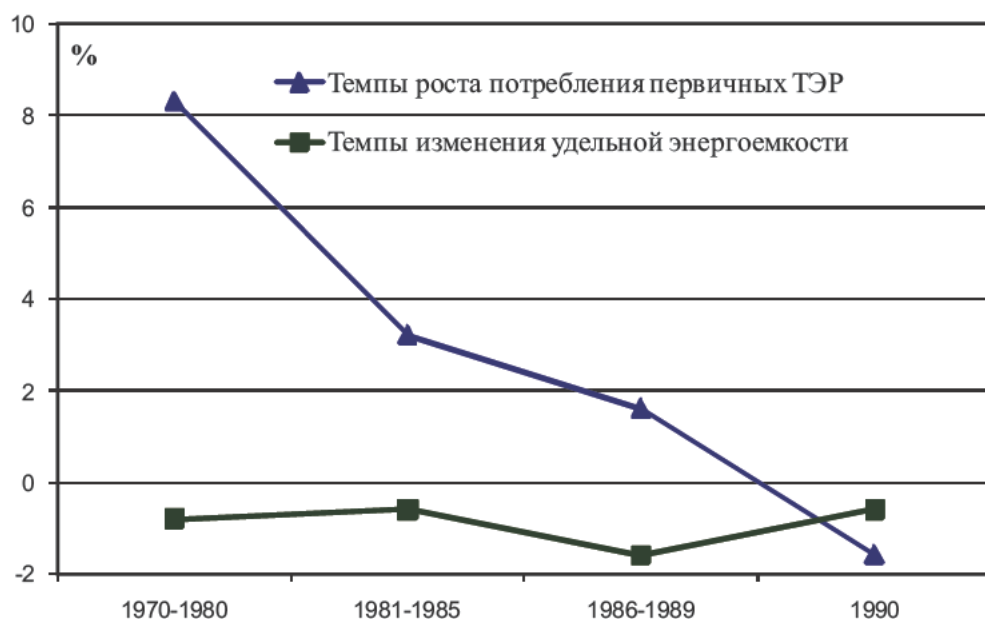
2.2. Энергетика – важнейший инструмент и ресурс социально-экономического развития СССР

В Советском Союзе к концу 1980-х гг. был создан крупнейший энергетический потенциал. Но на фоне роста количественных показателей работы ТЭК нарастали качественные проблемы в его развитии.

В годы существования СССР государство уделяло большое внимание развитию ТЭК. Начиная от плана ГОЭЛРО и до последней «Государственной энергетической программы СССР на период до 2010 г.» (разработка 1991 г.) энергетика страны всегда была в фокусе экономического развития и политического внимания властей.

Масштабы финансового и ресурсного обеспечения отраслей топливно-энергетического комплекса были приоритетными в пятилетних планах социально-экономического развития страны. В результате реализации этих планов СССР подошел к концу 1980-х гг. как вторая в мире страна по добыче и производству ТЭР, адекватно потребностям экономики страны.

Так, за период с 1980 г. до 1990 г. суммарное производство и добыча первичных ТЭР увеличились на 12 % и достигли уровня 2250 млн т у. т., а производство электроэнергии возросло на 33 % и составило 1722 млрд кВт·ч. За этот период ВВП возрос более чем на 31 %, а удельная энергоёмкость экономики снизилась на 9,6 %. Потребление первичных ТЭР за 1986-1990 гг. увеличилось на 23,8 %, а экспорт их возрос на 30 %. Такое развитие весьма капиталоемкого топливно-энергетического комплекса было обеспечено инвестициями в объеме более 37 % от всех капитальных вложений в промышленность.



Источник: расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 2.2. Динамика потребления первичных ТЭР и удельной энергоёмкости экономики СССР в 1970-1990 гг.

В целом СССР обеспечил в период до 1990 г. энергетическую независимость и энергетическую безопасность страны до настоящего времени. Но при низких ценах на ТЭР энергоэффективность экономики была низкой и уступала аналогичному показателю развитых стран в 2-3 раза не только из-за суровых природно-климатических условий страны и тяжелой структуры ее экономики, но и из-за высокой энергорасточительности использовавшихся технологий как в промышленности, так и в бытовой сфере.

В последние годы существования СССР основой энергетики страны во все большей степени становился нефтегазовый комплекс.

Нефтегазовый комплекс в рамках системы централизованного планирования и управления функционировал на основе общих принципов данной системы – государственной собственности на все активы (включая не только оборудование, но и недра), доминирования предложения над спросом, планового (директивного – нерыночного, иными словами) распределения всех ресурсов (включая виды работ, оборудование, добытые углеводороды и проч.), а также доминирования политических приоритетов и предпочтений при определении направлений развития сектора.

Нефтегазовый сектор России (периода СССР) характеризовался:

- организационным разделением стадий разведки, добычи, переработки и нефтегазопродуктообеспечения (отсутствием вертикальной интеграции и доминированием горизонтальных связей);
- наличием государственной монополии на торговлю газом и нефтепродуктами на внутреннем рынке и нефтью, нефтепродуктами и газом – на внешнем;
- направленностью на достижение уровней плановых заданий в физическом выражении (объемы добычи, метры проходки скважин, сооруженные объекты и проч.);
- полной интеграцией финансовых ресурсов в систему государственных финансов.

Важнейшим следствием действия этих особенностей стала хроническая несбалансированность этапов единой технологической цепочки как в экономике в целом, так и в нефтегазовом секторе в частности. Не менее важное следствие – ориентация на постоянный расширяющийся рост за счет вовлечения все новых и новых объектов и увеличения инвестиций, возможности привлечения которых неуклонно снижались.

В 1970-1980-е гг. наращивание добычи нефти было одним из важнейших приоритетов советской экономики. За этот период нефть стала основным источником валютных средств и существенной составляющей топливно-энергетического баланса страны. Так, в конце 1980-х гг. доля нефти в экспортной выручке СССР достигла почти 44 %, а во внутреннем потреблении первичных ТЭР – 30 %.

Основные месторождения нефти и районы ее добычи в конце 1980-х гг. были сосредоточены в Тюменской области (до 70 % суммарной добычи), Татарии и Башкирии (около 20 %), также в Азербайджане (2-3 %). Годовой объем добычи нефти и газового конденсата в конце 1980-х гг. достигал 624 млн т, в том числе в РСФСР – почти 570 млн т. Но форсирование добычи нефти, в том числе на Самотлорском месторождении, сверх реальных проектных возможностей и ряд других факторов явилось одной из основных причин падения добычи нефти в 1990 г. до 551 млн т (по РСФСР – 505 млн т).

Переработка нефти в конце 1980-х гг. осуществлялась на 28 нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ), которые были размещены на территории страны с учетом географии потребления нефтепродуктов. К этому времени объем нефтепереработки в стране превысил 480 млн т/год, в том числе в Российской Федерации – почти 313 млн т. Особенностью структурной политики этого периода в нефтепереработке являлось широкое использование мазута для топливных нужд в СССР, что было следствием как ценовой конъюнктуры, так и технического уровня отечественной нефтепереработки, не ориентированной на массовое развитие автомобильного транспорта. Основной задачей отрасли длительное время оставалось обеспечение энергетики страны котельно-печным топливом. Результатом этого была низкая глубина нефтепереработки (59-62 %) при невысоком качестве нефтепродуктов.

В СССР была создана разветвленная сеть нефтепроводного и нефтепродуктопроводного транспорта. Протяженность нефтепроводов к 1990 г. превысила 66 тыс. км, в том числе большой пропускной способностью (диаметром от 500 до 1200 мм) – свыше 61 тыс. км. Протяженность нефтепродуктопроводов достигла к этому времени почти 20 тыс. км.

Развитие газовой промышленности в СССР можно разделить на два периода:

- до 1960 г.;
- после 1960 г. и до наших дней.

В 1956 г. было создано Министерство газовой промышленности – точнее из состава Министерства нефтяной промышленности газовая промышленность была выделена в самостоятельную отрасль.¹¹

Как и в случае с нефтяной промышленностью, при освоении и разработке новых газовых месторождений акцент был сделан на первоочередное освоение и разработку наиболее крупных и наиболее эффективных месторождений природного газа. Выделение в самостоятельную отрасль произошло в связи с тем, что во все большей степени стали открываться и вводиться в разработку чисто газовые месторождения.

В первый период развитие газовой промышленности в основном осуществлялось в европейской части СССР – в непосредственной близости от мест потребления природного газа (на территории Северного Кавказа, Украины, Поволжья). Для данного этапа характерно преимущественное развитие газовой промышленности в локальных границах. Однако при этом уже началось сооружение первых магистральных газопроводов для снабжения газом крупных городов и промышленных центров – Москвы, Ленинграда, Горького, Киева и др.

В течение второго периода (после 1960 г.) усиливается разрыв между центрами добычи природного газа и центрами его потребления. Основной причиной явилось открытие крупных, сверхкрупных и уникальных месторождений – сначала в Средней Азии, затем на Южном Урале (Оренбург) и Коми АССР, а начиная со второй половины 1960-х гг. лидерство прочно перешло к северу Тюменской области. Именно в этот период сформировался современный технологический облик газового сектора, в основе которого лежат крупные и уникальные месторождения и система магистральных газопроводов, обеспечивающих доставку природного газа потребителям (включая экспорт), расположенным на значительном (в среднем свыше 2500 км) расстоянии от мест добычи.

¹¹ Очерки истории газовой промышленности России. / Ю.И. Боксерман, Н.К. Байбаков, Б.Е. Патон и др. М.: Газойл пресс, 2000. 352 с.

С экономической точки зрения подобная структура означает реализацию преимуществ экономии от масштаба на стадии добычи (т.е. очень низкие издержки на извлечение газа на поверхность) и значительные издержки на транспортировку добытого газа до потребителей (в структуре производственных издержек газового сектора издержки на добычу составляют 15-20%, в то время как издержки на транспортировку – 70-75 %).

Помимо экономической стороны такая технологическая структура имеет ряд других последствий: относительную простоту управления (администрирования), возможность маневрирования потоками газа для реализации различных решений (как экономического, так и политического характера), прозрачность и простоту с точки зрения аккумуляирования финансовых ресурсов (при поставке газа по магистральным газопроводам большой производительности).

К концу 1980-х гг. газовая промышленность СССР заняла ведущие позиции в мировой энергетике. К началу 1990-х гг. она вышла на уровень добычи газа 815 млрд куб. м, в том числе по РСФСР – 610 млрд куб. м. За предшествующую десятилетку объем добычи газа увеличился в 1,9 раза, в том числе в РСФСР – в 2,4 раза. Такие беспрецедентные темпы и объемы добычи были достигнуты, как уже говорилось выше, благодаря открытию и освоению крупнейших месторождений природного газа на севере Тюменской области, где его добыча возросла за этот период в 33 раза (до 530 млрд куб. м в 1989 г.). Это позволило трансформировать ТЭБ страны, увеличив долю газа в структуре потребления ТЭР с 26 % в 1980 г. до 40 % в 1990 г. с соответствующим экономическим и экологическим эффектом, а также увеличить экспорт газа.

На базе месторождений-гигантов севера Тюменской области в СССР была создана Единая система газоснабжения (далее – ЕСГ) с разветвленной сетью магистральных и распределительных трубопроводных систем и компрессорных газоперекачивающих станций.¹² В структуре единой системы газоснабжения были созданы и получили широкое развитие системы диспетчерского управления, комплекс подземных хранилищ газа для обеспечения надежности газоснабжения, в том числе в периоды пикового газопотребления, газоперерабатывающие заводы. Получила развитие газификация промышленности, сельского хозяйства и коммунально-бытовой сферы страны.

В целом созданный в СССР нефтегазовый комплекс является уникальным национальным достоянием, унаследованным в основном Россией, в большой степени обеспечивающим финансово-экономическую и энергобалансовую устойчивость экономики страны по сей день.

В СССР была создана угольная промышленность, отвечающая требованиям своего времени. В Советском Союзе, в том числе в РСФСР, была подготовлена уникальная минерально-сырьевая база угольной промышленности, разведанные запасы промышленных категорий А+В+С₁ составляли около 280 млрд т, в том числе 203 млрд т по РСФСР, что обеспечивало достигнутый уровень добычи угля по СССР более чем на 350 лет, а по РСФСР – почти на 500 лет.

Добыча угля в стране к концу 1980-х гг. достигла 750-740 млн т в год, в том числе по РСФСР – 420-410 млн т. Доля угольного топлива в структуре потребления первичных ТЭР по стране превышала в конце 1980-х гг. 22 %.

¹² Протяженность магистральных газопроводов диаметром от 1420 до 519 мм составила в 1989 г. более 212 тыс. км.

Уголь доминировал в энергобалансе Восточной Сибири и Дальнего Востока. Перспективными для развития масштабной угледобычи месторождениями являлись и остаются до настоящего времени Канско-Ачинские, Кузбасские, а также Якутские. Однако принятые Правительством СССР решения по развитию энергетических комплексов на базе углей КАТЭК были фактически заморожены в начале 1990-х годов.

Всего в СССР в конце 1980-х гг. функционировало 565 угольных шахт, 85 угольных разрезов и 152 углеобогачительные фабрики. Удельный вес более дешевой открытой добычи угля неуклонно возрастал и в СССР увеличился за 1980-е гг. с 37,8 до 45,4 %, а в РСФСР – с 47,4 до 54,6 %.

Однако угольная промышленность в целом в период до 1987 г. была убыточной и работала с поддержкой государственного бюджета, что требовало адекватных мер реформирования. К сожалению, не нашли продолжения еще при существовании СССР начатые работы по таким направлениям, как трубопроводный транспорт угля, широко применяемый в США, меры по минимизации негативного влияния сжигания угля на окружающую среду.

В электроэнергетике страны дальнейшего развития получила Единая энергетическая система (ЕЭС). К 1990 г. в СССР протяженность линий электропередачи превысила 1 млн км, в том числе напряжением 500-1150 кВ – более 9 тыс. км и 220-330 кВ – более 168 тыс. км. Было начато строительство ЛЭП – 1150 кВ Сибирь – Казахстан – Урал – Центр, прекращенное в начале 1990-х гг. в после развала СССР.

Производство электроэнергии в стране в конце 1980-х гг. достигло 1722 млрд кВт•ч (по РСФСР – 1076 млрд кВт•ч). На ТЭС вырабатывалось 70 %, на ГЭС – 19 % и на АЭС – около 11 % производства электроэнергии в СССР.

Установленная мощность электростанций в конце 1980-х годов достигла 342 млн кВт, увеличившись за последние 10 лет на 28 %, или на 75 млн кВт. Отечественными энергетиками и промышленностью были созданы ТЭС единичной мощностью до 4 млн кВт с энергоблоками по 300, 500, 800 и 1200 кВт, каскады ГЭС в Сибири и на Волге, в том числе с электростанциями единичной мощностью 4-6,4 млн кВт с агрегатами максимальной единичной мощности 640 МВт, а также построено более 37 млн кВт АЭС с реакторами до 1 млн кВт. Но тяжелая авария на Чернобыльской АЭС в 1986 г. на длительное время затормозила развитие атомной энергетики в СССР и других странах.

В последнее десятилетие существования СССР было развернуто строительство Экибастузского и Канско-Ачинского энергетических комплексов на базе дешевых местных углей, со строительством серии электростанций единичной мощностью 4-6,4 млн кВт энергоблоками по 500 и 800 МВт соответственно. Произошедшие позднее экономические и политические события практически приостановили эти работы. Аналогичная судьба постигла в 1990-х гг. и ряд крупных ГЭС (Богучанская, Бурейская).

Электроснабжение СССР обеспечивалось надежно. Однако при относительно низком резерве мощностей (в целом по ОЭС – около 13 %) в отдельных регионах при пиковых нагрузках и экстремальных природных условиях (маловодье рек, холодные зимы) возникали регулируемые ограничения электроснабжения. В целом электроэнергетика, созданная в СССР, была и остается энергетическим фундаментом российской экономики.

Плановое развитие советской энергетики невозможно представить без долгосрочных прогнозов, отражающих целевое видение перспективного развития советского ТЭК. В конце 1980-х гг. была разработана последняя советская государственная энергетическая программа РСФСР на период до 2010 года,¹³ и сегодня, из 2010 г., крайне интересно сравнить ожидания развития экономики и ТЭК, как они виделись в конце 1980-х гг., с фактическими параметрами развития страны по итогам 2010 г. (табл. 2.1).

Сопоставление основных показателей программы со статистическими итогами 2010 г. показывает, что прошедшие 20 лет стали настоящим провалом в энергетическом развитии страны. Конечно, любой прогноз имеет право на погрешность, тем более когда речь идет о столь сложном предмете прогнозирования, как энергетика. Но даже с учетом этих соображений видно, какая огромная цена была заплачена за плохо подготовленный перевод экономики страны на рыночные рельсы хозяйствования. Экономический провал развития России в прошедшее 20-летие – главная причина масштабного отставания от прогноза всех отраслей ТЭК, кроме нефтяной, которая за счет экспорта нефти и нефтепродуктов сумела защитить экономику страны от еще более глубокого кризиса.

Таблица 2.1. Сопоставление прогнозных показателей ТЭК с фактическими показателями 2010 г.

	Ожидаемые показатели 2010 г. (по прогнозу 1989 г.)	Фактические показатели 2010 г.
ВВП 2010 г. к уровню 1990 г., %	250-260*	106,7
Добыча нефти, млн т	457-468	505
Добыча газа, млрд куб. м	960-994	660
Добыча угля, млн т	654-787	320
Объем нефтепереработки, млн т	292-298	249
Производство электроэнергии млрд кВт·ч	1580-1865	1044
В том числе АЭС	295-443	172
ГЭС	208-221	168
Добыча и производство первичных ТЭР, млн т у.т.	2409-2510	1814

Примечание. Прогноз ВВП - валовой общественный продукт.

Источник: Основные концептуальные положения государственной энергетической программы РСФСР на период до 2010 года, Росстат.

¹³ «Основные концептуальные положения государственной энергетической программы РСФСР на период до 2010 года» (программа была разработана институтами ЦЭНИИ Госкомитета РСФСР по экономике и ВНИИКТЭП Министерства экономики и прогнозирования СССР в 1989 году).

Топливо-энергетический комплекс Советского Союза в конце 1980-х гг. находился на пике своего развития в рамках действовавшей системы управления экономикой страны.

Доминантой энергетического развития и во многом двигателем экономического развития страны стал нефтегазовый сектор.

Были завершены последние гигантские стройки века, подарившие будущей России современную нефтегазотранспортную инфраструктуру, которая кормила нас на протяжении последних 20 лет.

Однако построение энергетического базиса индустриальной экономики СССР так и не стало отправной точкой перехода советской экономики и энергетики на качественно новый уровень развития, как это предусматривалось государственной энергетической программой 1989 года. Экономический провал 1990-х гг. отбросил российский ТЭК на много лет назад, фактически заморозил развитие основных фондов отрасли на десятилетие.

Исключением стал нефтегазовый комплекс, который благодаря созданной в советские годы инфраструктуре сумел прокормить страну, сохранить и приумножить свой энергетический потенциал и удержат достойное место России на мировой арене.

РЕЗЮМЕ к разделу 2

В советское время был создан огромный экономический, энергетический, технический, научный и кадровый потенциал. Но при этом в экономике и энергетике не было создано достаточно эффективного механизма саморазвития и саморегулирования. В результате при усложнении внешних условий, потребовавших большей гибкости, эффективное централизованное управление стало невозможным, и система начала распадаться. Этот опыт показывает, как важно дополнять управление «сверху» системой горизонтальных связей и как опасна концентрация процессов развития в руках одного субъекта – государства без поддержки инициативы хозяйствующих субъектов снизу.

Адаптационные возможности плановой системы оказались недостаточными для успешного развития в новых реалиях. Новую систему экономических отношений можно сформировать, не противопоставляя рынок и государственное регулирование по принципу «или – или», а синтезируя их по принципу «и – и». Советский опыт может быть использован в новом качестве для перехода от виртуальной постиндустриальной экономики к неоиндустриальному развитию. Его главная составляющая – способность государства к успешной реализации крупных экономических и энергетических проектов, чего сегодня остро не хватает. Опыт советского времени показывает, что даже в самых сложных условиях возможно организовать эффективные проекты развития, и этот опыт позволяет надеяться на то, что в современных условиях Россия сможет найти ответ на новые вызовы.

РАЗДЕЛ 3. ЭКОНОМИКА И ТЭК РОССИИ НА ЭТАПЕ РЕФОРМИРОВАНИЯ

В начале 1990-х гг. Россия столкнулась со сложнейшей задачей трансформации плановой социалистической экономики, почти лишенной рыночных элементов, в рыночную капиталистическую. Для перехода к рыночной экономике в России необходимо было практически с нуля восстанавливать институт частной собственности на средства производства, систему коммерческих отношений, создавать банковскую систему и другие институты. Эта задача была крайне сложной с учетом потери традиций рыночного хозяйства и инерции советской системы.

3.1. Ход экономических реформ 1990-х гг. и динамика макроэкономических показателей

Сложные стартовые условия реформ и огромный масштаб преобразований обусловили драматический ход событий, как политических, так и социальных и экономических. Ситуация в обществе и экономике принципиально менялась едва ли не каждый год. Наряду со стремительным падением валовых показателей шли быстрые качественные изменения системообразующих экономических институтов.

3.1.1. Стартовые условия и замысел экономических реформ: хирургия или терапия?

Экономические реформы в России начинались в тяжелых условиях острого кризиса и накопленных долгосрочных проблем. Они ориентировались на шокотерапию с целью максимально быстрого перехода к рыночной экономике, однако реальность внесла глубокие коррективы в первоначальный план реформ.

Стартовые условия реформ по состоянию на начало 1990-х гг. в России были весьма неблагоприятными. Во-первых, за длительный период развития плановой экономики в ней накопились многочисленные структурные деформации, которые затрудняли адаптацию к рыночным условиям. Во-вторых, за вторую половину 1980-х гг. произошла катастрофическая разбалансировка экономики, что резко сократило пространство маневра для реформ.

С долгосрочной точки зрения основными проблемами были следующие:

- в отраслевой структуре – гипертрофия тяжелой промышленности и военно-промышленного комплекса, отставание производственной и социальной инфраструктуры, легкой промышленности и особенно сферы услуг;
- в инвестиционном плане – разбухание незавершенного строительства, низкая эффективность инвестиций, старение основных фондов;
- в технологической структуре производства – морально устаревшая материально-техническая база, а как следствие – низкое качество и высокие издержки, не позволявшие рассчитывать на успешную деятельность в условиях рынка;
- в институциональном плане – практически полное отсутствие каких-либо элементов и институтов рыночной экономики – конкуренции, свободного ценообразования, частной собственности на средства производства, финансовых институтов рыночного типа, соответствующего законодательства и норм регулирования, людей необходимой квалификации (между тем в ряде стран Восточной Европы такие элементы были);
- в организационной структуре производства – доминирование крупных и сверхкрупных предприятий при почти полном отсутствии малых, крайняя централизация управления.

Среди острых текущих проблем основными были следующие:

- ✓ разрыв хозяйственно-экономических и технологических связей, разрушение единого экономического пространства в результате сначала распада Советского экономического взаимопомощи (СЭВ), а затем и СССР;
- ✓ резкое обострение товарного дефицита в результате неуправляемого роста «денежного навеса» (опережающего роста заработной платы по отношению к производительности труда и производству товаров народного потребления, что при свободных ценах провоцирует инфляцию, а при регулируемых – хронический дефицит) и начала спада производства, разрушения хозяйственных связей;
- ✓ глубочайший кризис финансовой системы, практически полная потеря государством контроля над финансово-кредитной и денежно-ценовой политикой, рост дефицита бюджета и государственного долга,
- ✓ с 1990 г. – высокие темпы обесценивания денег из-за продолжающейся перекачки финансовых ресурсов бюджета и предприятий в фонд оплаты труда;
- ✓ сокращение объемов и изменение структуры внешнеторгового оборота, снижение экспортных возможностей, свободных валютных средств, рост государственного внешнего долга и расходов по его обслуживанию и, как следствие, резкое уменьшение импорта;
- ✓ катастрофическое снижение инвестиционной активности во всех сферах экономики при нарастающей несбалансированности капитальных вложений с материально-техническими ресурсами в результате стремительного роста оптовых договорных цен и последующей их либерализации на строительно-монтажные работы, строительные материалы и оборудование;

✓ неуправляемый рост дефицита государственного бюджета в условиях падающих доходов и растущих обязательств, что сделало страну фактически банкротом.

Уже к 1990-1991 гг. экономическое положение стало тяжелейшим, причем оно усугублялось противоречиями между руководством России (Б.Н. Ельцин) и СССР (М.С. Горбачев), что вело к взаимному блокированию необходимых решений, хаосу и невозможности проведения осмысленной политики. Таким образом, к концу 1991 – началу 1992 г. требовались чрезвычайные меры для стабилизации экономического положения, чтобы не допустить сползания страны в экономический хаос, восстановить управляемость хозяйственных процессов и в перспективе создать условия для возобновления экономического роста. Коридор возможностей резко сузился, и многие возможности эволюционного реформирования были упущены в 1988-1990 годах. При этом, наряду с чрезвычайными стабилизационными мерами, необходимо было решать долгосрочные задачи структурной трансформации экономики. Как показали последующие события, выполнить их удалось далеко не полностью и с очень большими издержками.

Промедление с экономическими реформами в 1988-1990 гг. сыграло решающую роль в выборе между различными подходами к реформированию. В период начала реформирования существовало **два принципиальных подхода к преобразованию плановой экономики** в рыночную – градуалистский (постепенный) переход и «шоковая терапия», которые при сходных целях по формированию новой рыночной системы различаются методами, темпами и характером реформ.

К градуалистскому направлению, наряду с рядом других разработок, можно отнести и широко известную Программу «500 дней», разработанную группой российских экономистов под руководством С. Шаталина и Г. Явлинского в 1990 году. В соответствии с этой программой в течение первых 100 дней (программа чрезвычайных мер) правительство должно было принять пакет законов, необходимых для функционирования рыночной экономики. Начинаются приватизация и акционирование государственной собственности; проводится жесткая финансово-денежная политика, ведущая к резкому сокращению бюджетного дефицита и прекращению роста денежной массы; начинается земельная реформа; проводится сокращение военных расходов и инвестиций за счет бюджета; прекращается выплата всех дотаций и субсидий предприятиям; начинается поэтапная либерализация розничных цен.

В течение следующих 150 дней (101–250-й) намечалось снятие государственного контроля над ценами уже для широкой товарной массы, полная ликвидация бюджетного дефицита, широкое развитие приватизации, демонаполизация и ликвидация устаревших административных структур, индексация доходов с учетом динамики цен. В течение последующих 150 дней (251–400-й) на базе развития рыночных отношений и все более полного насыщения рынка намечалось достичь его стабилизации, еще дальше продвинуть приватизацию

и либерализацию цен, ввести конвертируемость рубля. Наконец, в оставшиеся 100 дней (401–500-й) ожидалось начало подъема в экономике, развертывание масштабной структурной перестройки.

Следует отметить, что эта программа также носила весьма радикальный характер. Положения программы представляли собой только схему последовательности действий в рамках перехода к рынку, практическая реализация которой в условиях российской экономики того времени была весьма сложной задачей.

Российская Федерация в 1992 г. пошла по пути **шоковой терапии**. Смысл этого пути виделся в том, чтобы минимизировать сроки перехода к рыночной экономике, добившись одновременно его политической необратимости. Однако за попытки быстрее добиться цели пришлось расплачиваться тяжелыми социальными, экономическими и политическими издержками.

Проект гайдаровской программы шоковой терапии, которая реализовывалась в 1992 г. был опубликован в ноябре 1991 года. Основная цель была заявлена как достижение финансовой стабилизации и установление рыночной экономики. Главные пункты гайдаровской программы экономических реформ состояли в следующем:

- ✓ снятие административного контроля над ценами и хозяйственными связями (включая внешнеэкономическую деятельность), развитие торговли;
- ✓ стабилизация финансов и денежной системы, укрепление рубля;
- ✓ приватизация, развитие предпринимательства, создание институциональных предпосылок эффективного рыночного хозяйства и экономического роста;
- ✓ создание конкурентной рыночной среды для повышения эффективности и качества, увеличения разнообразия продукции, снижения издержек и цен;
- ✓ активная социальная политика в целях приспособления трудоспособного населения к новым условиям, защита наиболее уязвимых слоев населения;
- ✓ структурная перестройка экономики, ее демилитаризация, приспособление к структуре реального спроса, повышение конкурентоспособности, интеграция в мировое хозяйство.

Дальнейшее развитие программа реформ получила в феврале 1992 г., когда Правительство Российской Федерации опубликовало меморандум об экономической политике на 1992 год. Главной целью была объявлена стабилизация финансовой системы, создание бездефицитного бюджета за счет прекращения дотаций убыточным предприятиям и отраслям, снижения социальных выплат населению. Предполагалось, что стабилизация финансов приведет к росту внешних и внутренних инвестиций в российскую экономику. В документе также отмечалась целесообразность свободного установления цен на энергоносители и доведения их к концу 1993 г. до мирового уровня. Освобождение цен при их стабилизации в последующие месяцы, насыщение рынка создавали предпосылки для проведения второго этапа реформ – приватизации государственного сектора экономики.

Предложенная программа реформ получила поддержку президента России Б. Н. Ельцина. Но тяжелейший экономический спад 1992–1993 гг. вызвал острое сопротивление реализации программы. Шоковая либерализация цен,

осуществленная в начале 1992 г., привела к высокому уровню инфляции, разрушительно действующему на все стороны хозяйственной жизни и препятствующему стабилизации финансового положения предприятий. Наряду с другими факторами это вызвало снижение накоплений и инвестиционной активности, которые теряют смысл при высокой инфляции, а также обрушение промышленного производства. Дальнейший спад бюджетных поступлений подорвал возможности государства по проведению социальной политики, что наряду с резким ростом дифференциации доходов вызвало массовое обнищание населения и острое недовольство. Ослабление возможностей государства по регулированию хозяйственных процессов в переходный период привело к криминализации их заметной части.

В результате уже с 1992 г. и особенно с 1993 г. (после замены Е.Т. Гайдара на В.С. Черномырдина) политика правительства все сильнее отклонялась от изначально принятой концепции шоковой терапии. В итоге получилось «сочетание неприятного с бесполезным» – гибрид шоковой и градуалистской стратегии реформ, который сочетал недостатки обоих вариантов.

В заключение нужно еще раз отметить, что к моменту начала радикальных экономических реформ (январь 1992 г.) экономика России была уже полностью разбалансирована и вошла в фазу острого кризиса. Для его преодоления с менее разрушительными последствиями, чем это имело место на практике, были необходимы исключительно грамотная и четкая политика и наличие адекватной стратегии, которую в интеллектуальных условиях того времени было крайне трудно создать, а в политических условиях – сложно реализовать. В этом плане критическая оценка действий реформаторов не означает, что легко мог быть реализован иной, менее болезненный вариант реформ, хотя к настоящему времени большинство экономистов приходит к выводу, что градуалистская стратегия при ее своевременном и грамотном применении более эффективна. Реформы пошли по пути шоковой терапии не столько в результате осознанного выбора, сколько в результате потери контроля над экономическими процессами и политического кризиса к концу 1991 г., что усложняло взвешенные постепенные меры и поощряло радикальные подходы. Ниже будет рассмотрен ход реформ и основные направления реформирования российской экономики.

3.1.2. Ход реформ: хотели как лучше...

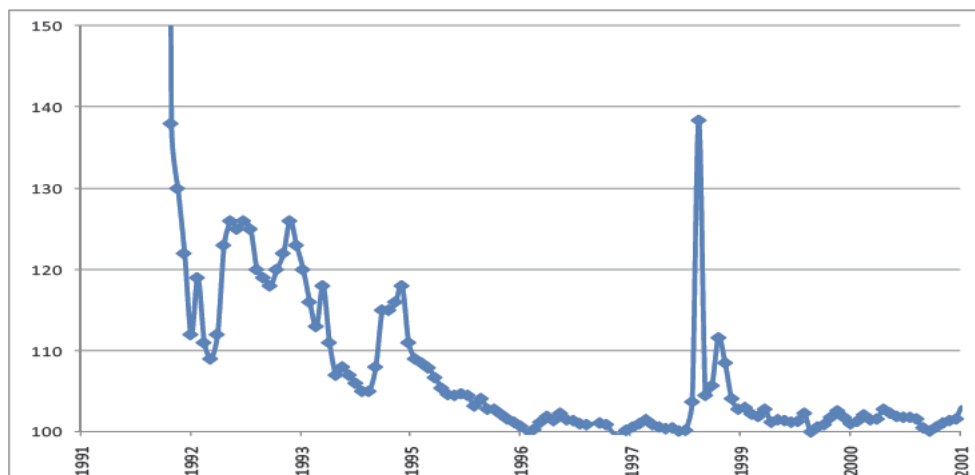
Сложные начальные условия и ряд ошибок в проведении реформ привели к тяжелейшему экономическому кризису. В 1990-е гг. в результате реформирования экономики и накопленных ранее диспропорций произошел глубокий экономический провал с падением ВВП в 2 раза, промышленности – в 2,5 раза и инвестиций – в 4 раза. Спад продолжался с 1990 по 1998 г., и только в самом конце десятилетия начался экономический рост, продолжившийся до кризиса 2008-2009 годов.

Кардинальное реформирование российской экономики началось с января 1992 г., причем к этому моменту российская экономика находилась уже в весьма тяжелом положении. Ретроспективный анализ социально-экономического развития страны позволяет выделить ряд этапов, которые при общем векторе развития экономики в направлении перехода к рыночным отношениям характеризуются рядом особенностей, в том числе степенью участия государства в хозяйственной деятельности:

- первый этап – 1992-1994 год: нарастание социально-экономического кризиса в экономике страны, спад промышленного производства, массовое банкротство промышленных предприятий, обнищание основной массы населения;
- второй этап – 1994 г – первая половина 1996 г.: замедление спада экономики, первые признаки ее стабилизации;
- третий этап – 1996 г. – начало 1998 г.: некоторый рост российской экономики;
- четвертый этап – 1998 гг.: острейший финансово-экономический кризис, дефолт, финансово-кредитная и платежно-расчетная системы страны стали не в состоянии обслуживать потребности экономики;
- пятый этап - 1999-2008 гг.: период роста российской экономики до мирового финансового экономического кризиса 2008-2009 гг.;
- шестой этап – 2009-2010 гг.: кризисный и посткризисный, период кризисного спада и его преодоления.

Первый этап – 1992-1994 гг. Сразу после распада Советского Союза (январь 1992 г.) была проведена либерализация цен на 90 % товаров широкого потребления и 80 % из промежуточных товаров. Государственный контроль сохранился в отношении цен на электроэнергию и главные продовольственные товары, такие как хлеб, сахар, водка и молочная продукция. Эти меры должны были восстановить баланс между производством и потреблением, полностью разрушенный к этому моменту. Либерализация цен стала ключевым событием, запустившим дальнейшие процессы трансформации экономики.

Основной характеристикой данного этапа было сочетание общего спада производства и высокой инфляции, падение инвестиционной активности при одновременном сравнительно быстром формировании новых относительных цен (ценовых соотношений, отвечающих спросу и предложению). Стремительная инфляция (формально российская инфляция не отвечала критериям гиперинфляции, но фактически была близка к ней в отдельные периоды – рис. 3.1) привела к обесцениванию сбережений населения и средств промышленных предприятиях, сделала бессмысленными сбережения, привела к расстройству денежного обращения. Составляющие спада: быстрая демилитаризация экономики и резкое сокращение военного производства, прекращение производства товаров гражданского назначения, не пользовавшихся внутренним спросом, развал СССР и СЭВ (Совет экономической взаимопомощи), приведший к потере важных для России внешних рынков, и, наконец, нарастающие трудности, связанные с системной трансформацией страны.



Источник: Росстат.

Рис. 3.1. Индекс потребительских цен в 1992-2001 гг., % к предыдущему месяцу

С распадом экономики Советского Союза, функционировавшей как единый хозяйственный механизм, на отдельные составляющие, во всех новых суверенных государствах, в том числе в России, оказались нарушенными сложившиеся хозяйственные связи и важнейшие пропорции между основными секторами экономики. Естественно, что этот дисбаланс самым губительным образом сказался на всех воспроизводственных процессах.

В этот период Правительство Российской Федерации предприняло попытку реализовать Программу макроэкономической стабилизации. Правительство существенно ограничивало государственные расходы. Программа была направлена на уменьшение дефицита государственного бюджета с 20 % ВВП в 1991 г. до 9 % ВВП ко второй половине 1992 г. и 3 % к 1993 году. Правительство реформировало систему сбора налогов, чтобы увеличить государственные доходы. В денежно-кредитной сфере экономическая программа требовала, чтобы Центральный банк России урезал субсидируемые кредиты предприятиям в целях ограничения роста денежной массы. Программа правительства была направлена на сокращение темпов инфляции с 12 % за месяц в 1991 г. до 3 % за месяц в середине 1993 года.

Важнейшим негативным результатом экономической политики первого года реформы стало ослабление роли государства как собственника основной массы промышленных предприятий. Государственные предприятия были предоставлены сами себе, их обязательства перед государством не были четко зафиксированы: прибыль присваивается предприятиями, а убытки перекладываются на государство.

Спад производства в стране за первые девять месяцев реформ составил около 20 %. В конце 1992 г. по национальному доходу Россия находилась на уровне 1976 г., по структуре потребления – на уровне 1960-х годов. Все это способствовало развитию социального и политического кризиса, вело к падению популярности правительства Е.Т. Гайдара. В таких условиях президент пошел на изменение состава правительства, которое с декабря 1992 г. возглавил В. С. Черномырдин. Официально закончился первый период российских реформ в экономике, получивший название реформ Гайдара.

С 1993 г. новый курс в экономике определялся В. С. Черномырдиным, представителем нефтегазового комплекса. Правительство в эти годы в большей степени учитывало интересы российской промышленности, особенно экспортных отраслей, пополняющих бюджет валютой. Было объявлено, что цели деятельности кабинета министров – финансовая стабилизация, снижение темпов инфляции до 5 % в месяц, поддержка отечественных производителей. Была предпринята попытка упорядочить функции государства как собственника, начала создаваться соответствующая нормативная правовая база. В области макроэкономической стабилизации цели программы не были достигнуты, хотя многие из предусмотренных этой программой мер осуществлены. В их число входят ликвидация централизованных субсидированных кредитов, создание неинфляционных механизмов покрытия бюджетного дефицита, переход к принципам бюджетного федерализма.

Но предпринятые меры не позволили в полной мере добиться поставленных целей. Резко ухудшилось финансовое положение предприятий, огромных масштабов достигли неплатежи. Темп инфляции к концу 1994 г. составил 14–16 % в месяц вместо намечавшихся 5 – 7 %. Не была обеспечена стабильность национальной валюты. В течение 1993–1994 гг. бюджетный дефицит, не опускаясь ниже 8 – 10 % ВВП, финансировался главным образом за счет кредитов Центрального банка Российской Федерации, то есть за счет эмиссии. Таким образом, уже с 1993 г. политика правительства фактически не соответствовала курсу шоковой терапии.

К 1994 г. ВВП по сравнению с 1991 г. снизился на 39 %, продукция промышленности – на 44 % (табл. 3.1). Замедление общего спада обеспечивается за счет увеличения удельного веса сырьевого сектора, во многом ориентированного на внешний рынок. Основная часть спада ВВП приходилась на спад инвестиций и сокращение запасов. При этом конечное потребление домашних хозяйств стабилизировалось уже с 1994 г., а вклад государственных расходов был неустойчив.

Важные изменения произошли в структуре производства валового внутреннего продукта (табл. 3.2). Резко вырос удельный вес услуг, что отражает быстрое развитие торговли, банковского сектора, финансовых институтов, жизненно необходимых для нормального функционирования рыночной экономики. Заработали, хотя и недостаточно устойчиво, валютный и фондовый рынки.

Таблица 3.1. Динамика основных макроэкономических показателей России в 1992-1994 гг. (в процентах к предыдущему году)

	1992 г.	1993 г.	1994 г.
Валовой внутренний продукт (ВВП)	81	88	85
Объем промышленной продукции	82	85,9	79,1
Индекс потребительских цен, раз	26,1	9,4	3,2
Индекс дефлятор валового внутреннего продукта	1720	1023	450

Источник: Росстат.

Таблица 3.2. Структура производства ВВП

	1992 г.	1993 г.	1994 г.
Произведенный ВВП, всего	100	100	100
В том числе:			
производство товаров	59	48,4	43,5
производство услуг	32,2	49,4	50
чистые налоги	8,2	7,2	6,54
Использованный ВВП, всего, %	100	100	100
В том числе			
расходы на конечное национальное потребление	50	60,8	61,8
Из них:			
потребление домашних хозяйств	33,8	38,4	41,6
валовое национальное накопление	34,9	31,4	28,7
основного капитала	19,3	22,8	24,7
изменение запасов материальных оборотных средств	15,6	8,6	4
Чистый (за вычетом импорта) экспорт товаров и услуг	15,1	7,8	3,5

Источник: Росстат.

Вместе с тем в течение 1994 г. проявились и определенные позитивные результаты проводившейся умеренно жесткой финансовой и денежной политики. Три квартала поддерживалась положительная ставка банковского процента, стали расти рублевые накопления. До августа устойчиво снижалась инфляция, дойдя до 4,6 % в месяц - наименьшего значения с января 1992 года. Складывались все более благоприятные условия для трансформации накоплений в инвестиции.

Второй этап – 1994–1996 гг. Второй этап – этап стабилизации – наступает по мере достижения успехов в борьбе с инфляцией. Принятые меры по бюджетно-финансовому регулированию выступили факторами, сдерживающими инфляцию, и способствовали формированию условий для постепенной стабилизации производства. Вместе с тем они не оказали достаточного стимулирующего воздействия на функционирование реального сектора экономики. Процесс постепенной адаптации экономики к меняющимся условиям хозяйствования протекал на фоне углубления спада в промышленном производстве и снижения инвестиционной активности. Общий спад переходит в структурный кризис, характерной чертой которого является обусловленность различий

в глубине спада и динамике производства в разных отраслях ограничениями спроса. Обостряется проблема занятости. Но одновременно кризисные явления начинают локализоваться в определенных, более или менее ограниченных очагах. Процесс адаптации предприятий к рыночным условиям приводит к возникновению точек роста. Формируется и развивается более эффективный рыночный сектор экономики, его рост начинает компенсировать спад в старых производственных структурах.

Наиболее привлекательной сферой деловой активности оставались торговля и финансовый сектор. Существенное влияние на формирование экономической конъюнктуры оказывает ситуация на валютном рынке. Сохранение высокой эффективности операций на финансовом и валютном рынках ограничивало потенциальные возможности вложения капитала в реальный сектор.

К концу 1996 г. коренным образом изменилась сама экономическая система страны. В результате разгосударствления и приватизации средств производства стало активно развиваться предпринимательство, в том числе малое, экономика страны стала многоукладной.¹⁴ Сформировались рынок сбыта производимой продукции, фондовый рынок, другие рыночные институты. В определенной мере оптимизировалась структура ВВП за счет увеличения в ней доли сектора услуг. Однако эти позитивные изменения проходили на фоне глубокого системного кризиса, охватившего не только экономику, но и все российское общество.

В 1995 и 1996 гг. удалось серьезно ослабить инфляцию. Однако спад производства правительство преодолеть не смогло. Во внешней торговле страны, тем не менее, образовалось устойчивое положительное сальдо. В условиях развала финансовой системы и потери контроля со стороны государства за денежным обращением произошла глубокая трансформация производственной структуры российской экономики. Она состояла в переориентации на преимущественное развитие сырьевых отраслей в целях экспорта их продукции и вытеснении с внутреннего рынка отечественных товаров с их замещением импортом. В результате доля промышленности в ВВП сократилась с 37,6 % в 1991 г. до 29,6 % в 1996 году. Доля производства товаров в ВВП снизилась с 59,8 % в 1991 г. до 41,6 % в 1996 г., тогда как доля производства услуг выросла соответственно с 36,5 до 49,9 %. Изменилась структура ВВП и по видам первичных доходов (в текущих ценах). Валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы

¹⁴ По мнению ряда специалистов, в этот период (1992-1996 гг.) в рамках российской экономики сформировались три основных сектора:

- транснациональный сектор (ТЭК, металлургия и некоторые другие экспортно - ориентированные отрасли), фактически интегрированный в мировую экономику и подчиненный функционированию международных капиталов;
- региональные экономические анклавы, где с трудом (вследствие протекционистских мер, часто неверно трактуемых как коррупция) до сих пор воспроизводятся местные финансово-промышленные группы, поддерживаемые региональными властями;
- сектор инфраструктурных монополий типа ОАО «Газпром» и ОАО «РЖД», контролируемых федеральной властью и представляющих госкапиталистическую форму производительного капитала.

увеличились с 39 % в 1990 г. до 43 % в 1995 году. Скрытая оплата труда, не имевшая места в 1990 г., в 1995 г. составила 10 %. Официальная оплата труда снизилась с 49 % до 35 %. При этом доля чистых налогов на производство и импорт осталась неизменной – 12 %.

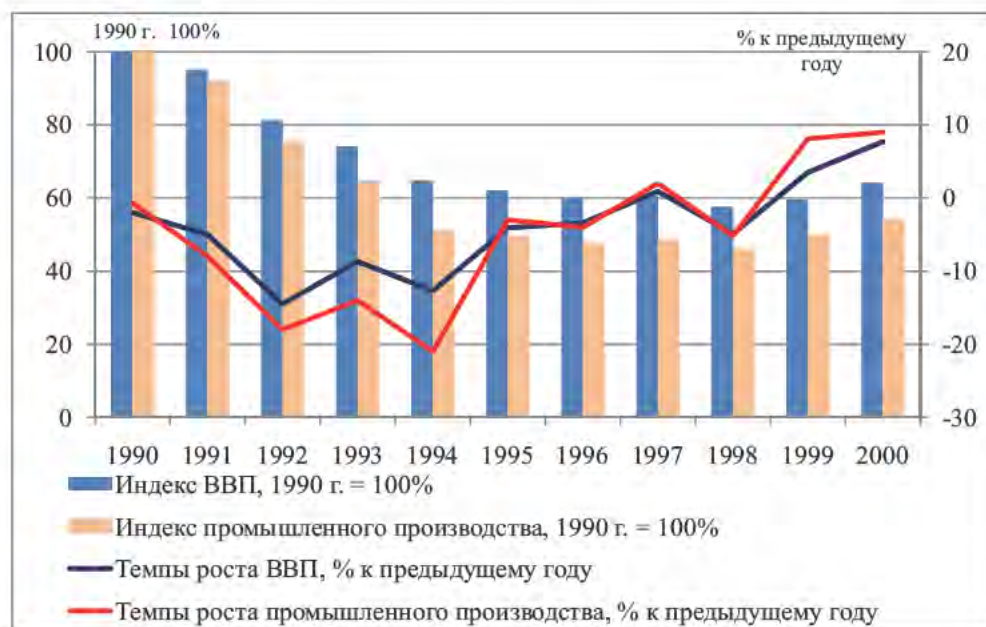
Третий этап – 1996–1998 гг. Этап относительного возобновления экономической активности характеризовался более низкой инфляцией, повышением деловой активности, интенсивным процессом трансформации накоплений в инвестиции, быстрым развитием рыночного сектора, которое уже не только компенсирует снижение производства в старых нежизнеспособных производственных структурах, но и закладывает основы для реального роста экономики. Уменьшена ставка рефинансирования Центробанка, появились первые признаки начинающегося экономического роста, на макроэкономическом уровне достигнута стабилизация. На передний план вышли проблемы реформ на микроуровне, прежде всего на уровне предприятий.

Однако замедление спада и статистическая стабилизация экономики страны в период 1996-1997 гг. были следствием не столько выздоровления экономики и роста производства и доходности бюджета, сколько постоянно растущих внешних и внутренних долгов государства. Так, дефицит консолидированного дохода Российской Федерации достиг в 1996 г. 4,7 % к ВВП (1990 г. – 1,3 %). При постоянном спаде производства правительство мирилось с высоким уровнем бюджетного дефицита, который привел к нарастанию государственного долга. К началу 1998 г. внутренний долг увеличился до 19,4 % ВВП, к середине 1998 г. – до 25,6 % (в годовом исчислении). Выплаты же государства по процентам за 1997 г. составляли 5,7 % ВВП, или 63 % реальных налоговых доходов бюджета. При этом объявленные государственные расходы поддерживались на крайне высоком уровне, составляя порядка 40 % ВВП. Не будучи полностью покрытыми доходами, часть из них не финансировалась.

Четвертый этап – кризис 1998 г. Экономическая политика предыдущего периода и непродуманные действия нового Правительства РФ во главе с С. В. Кириенко привели к тому, что в августе 1998 г. правительство было вынуждено пойти на одновременный дефолт по внутреннему долгу и девальвацию рубля, что вызвало в России острейший кризис. Это принципиально изменило как макроэкономическую, так и финансовую ситуацию в России. Это был системный кризис, составляющими которого были валютный, банковский, платежный кризис, полный развал финансовых рынков. Непосредственной причиной кризиса стала неспособность государства обслуживать внешний и внутренний (в виде ГКО) долг и поддерживать курс рубля в заявленном валютном коридоре, а одним из толчков к его развитию явился азиатский финансовый кризис 1997 года.

В результате за 1998 г. производство ВВП в стране сократилось на 4,6 % по сравнению с предыдущим годом и достигло самого низкого за 1990-е гг. уровня – 57,7 % от объема ВВП 1990 года. Резко снизился уровень жизни населения, сократился платежеспособный спрос, страна фактически лишилась финансово-кредитной и платежно-расчетной систем. В результате дефолта Россия потеряла доверие со стороны международных финансовых организаций и зарубежных партнеров, а в самой стране было утрачено последнее доверие к государству со стороны населения. Производство промышленной продукции упало по сравнению с предыдущим годом на 5,2 % (до 46,2 % от уровня 1990 г.), инвестиции в основной капитал – на 12 % (рис. 3.2), среднемесячная реальная заработная плата (с учетом индекса потребительских цен) – на 13 %.

В сентябре 1998 г. Правительство России возглавил Е. М. Примаков, взяв курс на стабилизацию экономики. Было заявлено об активной поддержке отечественной промышленности и сельского хозяйства, повышены ставки подоходного налога с граждан, с одновременным снижением налогообложения производственных инвестиций и НДС. Ослабление налогового бремени на «реальную экономику»¹⁵ наряду с сокращением импорта в Россию (вызванного падением курса национальной валюты) способствовало оживлению промышленности.



Источник: Росстат.

Рис. 3.2. Динамика промышленного производства и ВВП в 1990-2000 гг.

¹⁵ Образное выражение Е. М. Примакова, подразумевающее отрасли материального производства.

Попытки правительства страны решить наиболее острые и неотложные проблемы в 1999 г. частично увенчались успехом. Уже в первом полугодии появились объективные признаки того, что наиболее острая фаза системного кризиса, обусловленная событиями августа 1998 г., пройдена, и в экономике страны созданы предпосылки для оживления реального сектора и его главного звена – промышленности, для позитивных перемен на потребительском рынке и нормализации положения в финансово-бюджетной сфере.¹⁶

Пятый этап – 1999-2008 гг. С 1999 г. началась эпоха экономического роста. Уже в 1999 г. объем производства в России вырос к предыдущему году впервые после 1991 г., на 3,2 %. Производство промышленной продукции увеличилось на 11 %, инвестиции в основной капитал – на 5,3 %. Таким образом, 1999 г. стал переломным в новейшей экономической истории России. Положительно сказался на экономическом положении России трехкратный рост мировых цен на нефть во второй половине 1999 года.

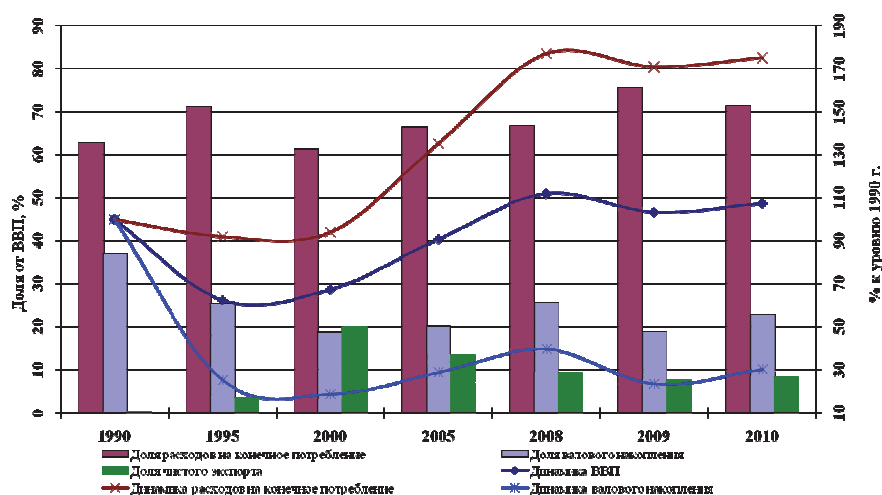
Следующий, 2000 г. останется в памяти первым годом внушительного экономического роста: ВВП возрос на 10,0 %, промышленное производство увеличилось на 11,9 %, сельскохозяйственное – на 5 %. Реальные доходы населения выросли на 9,2 %, прирост инвестиций в основной капитал достиг 17,4 %. Экономический рост продолжился и в последующие годы. Происходил существенный рост поступлений доходов в бюджет, причем впервые с начала реформ был достигнут профицит федерального бюджета. Нарастала динамика реальных доходов и потребления населением товаров и услуг, увеличились сбережения населения. В условиях общего экономического оживления сократился уровень безработицы. Экономическая политика, проводимая Правительством Российской Федерации, позволила обеспечить сокращение задолженности бюджета перед бюджетополучателями, достаточный рост денежной массы, ослабление «денежного голода» в экономике и прирост оборотных активов предприятий.

Сохранившийся интеллектуальный капитал, созданные основы рыночных институтов, богатые и разнообразные природные ресурсы, основные элементы производственной и коммуникационной инфраструктуры, накопленные финансовые сбережения – все эти факторы создавали благоприятные предпосылки для обновления России. Вместе с тем позитивные тенденции

¹⁶ Анализируя события и процессы, происходившие во время трансформации социально-экономической системы России, международный эксперт, специалист по странам Центральной и Восточной Европы Жан-Пьер Паже отмечает, что общий итог реформирования 1992-1998 гг. весьма неутешителен, и стоит сильно постараться, чтобы найти в этом опыте позитивные моменты. «Приходится признать, – пишет он, – что попытка быстрого создания экономической системы, основанной на полном дерегулировании, включавшим в себя либерализацию цен, торгового товарооборота и движения капиталов, окончилась полным провалом. В ситуации, когда не были созданы структуры правового государства и нормальные экономические институты, иного результата получиться, видимо, и не могло. Эта ультралиберальная система, настойчиво внедрявшаяся западными советниками и МВФ при участии наивных и неопытных местных экономистов, стала основной причиной экономической катастрофы и банкротства России в 1998 г.» (Жан-Пьер Паже. 20 лет экономического перехода в России: итоги и уроки. – Проблемы прогнозирования, № 2 (125), 2011, С. 20).

в социально-экономическом развитии еще не приобрели фундаментального, устойчивого характера и в значительной степени базировались на благоприятной внешнеэкономической конъюнктуре (прежде всего – на высоких ценах на нефть и другие энергоресурсы) и продолжавшемся эффекте девальвации рубля. Но несмотря на значительный прирост добычи нефти и угля под воздействием выгодных для России цен на энергоресурсы, рухнула энергетика ряда регионов (в частности, Приморья) и страна вплотную подошла к системному энергетическому кризису.

Высокие темпы экономического роста 1999-2001 гг. были достигнуты прежде всего за счет загрузки простаивающих мощностей. Отечественные производители, получив в результате девальвации рубля конкурентные преимущества, смогли быстро увеличить объемы выпуска без существенной модернизации производства и повышения качества продукции. Стимулирование спроса за счет высоких экспортных цен на сырьевые товары продолжало действовать, но зависело от мировой конъюнктуры и не могло обеспечить устойчивого роста (отсюда – его замедление в 2002 г.). Уровень развития рынков и инфраструктуры также был не способен обеспечить дальнейшее динамичное развитие экономики. Резервы загрузки производственных мощностей к концу 2002 г. были практически полностью исчерпаны.



Источник: данные Росстата, Минэкономразвития России и расчеты Института энергетической стратегии.

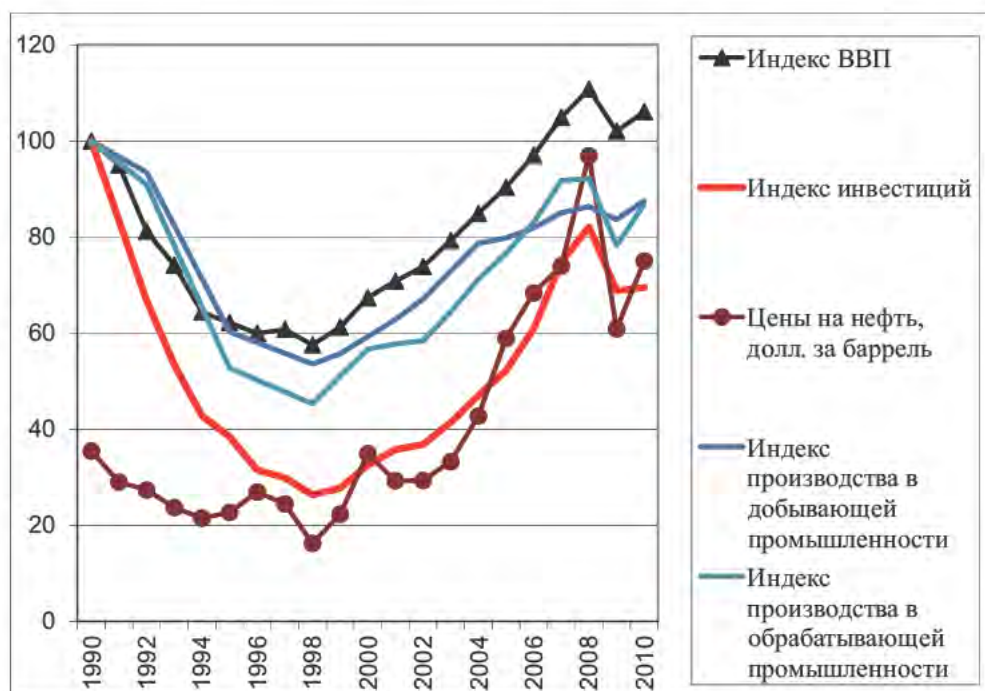
Рис. 3.3. Структура использования ВВП России и динамика его составных частей в 1990 - 2010 гг.

В этот период не была решена проблема рационализации структуры использования ВВП, без чего устойчивое развитие в принципе невозможно. В 1991-1998 гг. происходили сокращение доли реальных накоплений и увеличение доли конечного потребления в валовом внутреннем продукте. В 1998 г.

доля конечного потребления составила 76,3 % ВВП (в 1991 г. – 61 %) . Валовое накопление основного капитала сократилось с 33 % в 1990 г. до 14,3 % в 1998 году. Только в 2000-е гг. оно начала понемногу возрастать, но этих значений по-прежнему недостаточно (рис. 3.3). Слабая инвестиционная активность остается одной из важнейших проблем российской экономики.

В целом период 1999-2001 гг. может быть охарактеризован как стадия «восстановительного роста», что придало экономике особый динамизм. В то же время относительная исчерпанность источников «восстановительного роста» и невозможность за их счет обеспечить устойчивое экономическое развитие с новой силой ставили вопрос о необходимости глубоких экономических преобразований, которые не должны прерываться ни в годы кризиса, ни в период роста.

Циклический спад в экономике ведущих зарубежных стран, начавшийся во второй половине 2001 г., привел к сужению внешнего спроса и, как следствие, к относительному ухудшению внешних условий для российских производителей. Нарастивание физического объема экспортных поставок в 2001 г. замедлилось почти втрое. Рост экономики поддерживался за счет сохранявшегося расширения внутреннего спроса, однако последний лишь частично компенсировал падение внешнего спроса. В результате рост ВВП замедлился с 10 % в 2000 г. до 5,1 % в 2001 г. и до 4,7 % в 2002 г. (рис. 3.4).



Источник: Росстат.

Рис. 3.4. Динамика российской экономики в 1994-2010 гг. (1990 г. = 100 %)

В 2002-2004 гг. сложилась несколько **иная модель роста – экспортно-сырьевая**. В 2002-2004 гг. она характеризовалась форсированным наращиванием физических объемов энерго-сырьевого экспорта, в первую очередь углеводородного сырья.

Внешний спрос обеспечил основной вклад в наращивание производства. В 2002-2004 гг. при среднегодовом росте ВВП 6,4 % темпы роста экспорта нефти составляли 16,6 %, а в целом динамика экспорта товаров и услуг достигла двузначной величины – 11,6 %. Экспорт вносил значимый вклад в прирост ВВП. Высокий рост добычи обусловил среднегодовой прирост производства полезных ископаемых в среднем на уровне 9,4 % в 2003-2004 годах. Кроме этого, низкие издержки и наличие свободных мощностей позволили существенно увеличить рентабельность обрабатывающих отраслей. Благоприятно сказался частичный перенос налоговой нагрузки на экспортно-сырьевой сектор. Экономический рост был поддержан и увеличением валового накопления основного капитала (рост на 9,8 % в среднем за 2001-2004 гг.). Однако во втором полугодии 2004 и в 2005 г. даже в условиях исключительно благоприятной ценовой конъюнктуры рост ВВП замедлился: экономика начала испытывать ограничения, связанные со снижением роста физических объемов экспорта (особенно нефти) и значительным давлением со стороны импорта.

В 2005-2007 гг. модель воспроизводства снова изменилась. Резко замедлилась динамика создания добавленной стоимости по добыче полезных ископаемых – до 1,9 % в среднем за год против 7,8 % 2003-2004 годах. На этом фоне добавленная стоимость обрабатывающих производств резко возросла в 2007 г. (до 9,5 % против 6,2 % в среднем за 2003-2006 гг.). Прекращение форсированного наращивания физических объемов производства и экспорта топливно-сырьевых ресурсов было компенсировано расширяющимся потоком экспортной выручки благодаря устойчиво высокому росту цен на энергетические ресурсы на мировых рынках. Цены на нефть последовательно росли с 24,8 долл. США за баррель нефти «Urals» в 2000 г. до 50,6 долл. в 2005 г. и 69,3 долл. в 2007 году. Массированные поступления валютно-финансовых средств с мировых рынков обеспечили ресурсами подъем внутреннего спроса. Среднегодовой рост расходов на конечное потребление в 2005-2007 гг. составил 9,4 % (6,9 % за 2000-2004 годы) и валового накопления основного капитала – 16,4 %, в то время как экспорт нефти и нефтепродуктов практически стабилизировался. В 2007 г. ВВП вырос на 8,1 % – второй результат в текущем десятилетии после 10-процентного роста в 2000 году. Прирост валового накопления в 2007 г. составил 22,6 % – рекордное значение в текущем десятилетии. Последовательно и устойчиво ускорялась покупка товаров домашними хозяйствами с 8,9 % в 2003 г. до 15,1 % в 2007 году. Сохранилась на высоком уровне и покупка услуг, среднегодовой темп прироста которых в 2004-2007 гг. равнялся 10,1 % в среднем за год.

Таким образом, если в первой половине 2000-х гг. основным фактором роста ВВП было наращивание сырьевого экспорта, то с 2004 г. центр тяжести экономического роста сместился на конечное потребление домашних хозяйств и частично внутренние инвестиции. Этот сдвиг обусловил изменение в струк-

туре производства ВВП в пользу неторгуемых отраслей, ускоренный рост сферы услуг, но наряду с этим – ускорение инвестиционного спроса в промышленности.

Таким образом, к 2000 г. российская экономика в значительной степени преодолела острые последствия финансового кризиса 1998 г., а в 2000-е гг. смогла обеспечить высокие темпы экономического роста. Но значительный рост российской экономики происходил преимущественно в рамках экспортно-сырьевой модели развития. Не произошло перехода к новым источникам роста, что ярко проявилось в болезненной реакции российской экономики на кризис 2008 года.¹⁷

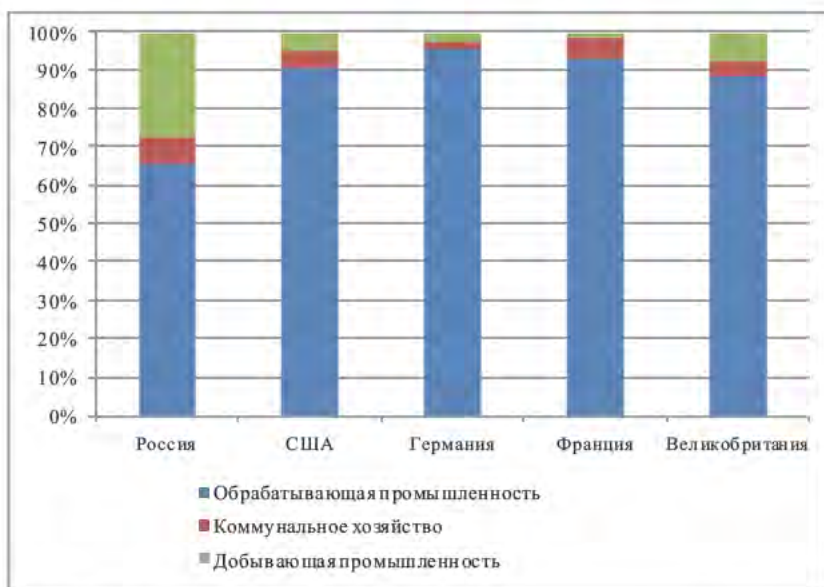
3.1.3. Динамика промышленного производства в 1990-е гг.

В результате спада внутреннего спроса и разрыва производственных связей произошло глубокое падение промышленного производства. Усугубилась сырьевая специализация промышленности России, поскольку сырьевые и базовые отрасли легче пережили реформы. Деиндустриализация стала одним из результатов реформ и важнейшей проблемой последующего развития страны.

СССР к середине 1980-х гг. обеспечивал около 20 % мировой промышленной продукции. Промышленность страны достигла высокой степени диверсификации, в ее составе насчитывалось свыше 350 отраслей и подотраслей. В 1985 г. вклад промышленности в производство совокупного общественного продукта СССР превышал 60 %. Но приоритетным было развитие производств, обеспечивающих создание новых средств производства, и военно-промышленного комплекса. Мало внимания уделялось развитию легкой и пищевой промышленности, а также машиностроения в части производства потребительских товаров. Это явилось причиной диспропорций в экономике.

Все эти особенности были характерны и для экономики Российской Федерации. Отраслевая структура российской промышленности 1992 г. в сопоставлении с развитыми странами представлена на рис. 3.5. Поэтому, несмотря на значительные масштабы промышленного производства, к началу экономической реформы промышленный потенциал России обладал низкой эффективностью и глубокими деформациями. Это явилось одним из основных факторов спада промышленного производства на начальных этапах преобразования и реформирования экономических отношений в 1990-е годы.

¹⁷ Шестой (кризисный и посткризисный) этап развития экономики России подробно рассмотрен в разделе 4.



Источник: Росстат.

Рис. 3.5. Отраслевая структура экономики России и ряда стран в 1992 г., %¹⁸



Источник: данные Росстата и расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 3.6. Динамика отраслей промышленности России в 1992-2010 гг., 1992 г. = 100 %

¹⁸ На рисунке приведены страны, на которые мы ориентируемся в своем экономическом развитии. Естественно, что наиболее корректно сравнение с США и в какой-то степени с Великобританией (учитывая наличие у последней собственной нефтегазовой промышленности, эксплуатирующей месторождения нефти и газа Северного моря).

В силу указанных причин промышленность России уже к 1990 г. остановила свой рост, а в 1991 г. начался спад, главным образом из-за общей дезорганизации экономики в результате непроработанных реформ, распада СЭВ, спада спроса.

Спад резко ускорился с началом радикальной экономической реформы (либерализации цен) в январе 1992 г., когда за один месяц произошел резкий – на 10,4 % – спад промышленного производства по сравнению с декабрем 1991 года. Спад производства по отраслям не был равномерным. В наибольшей степени (на 15-32 %) он затронул пищевую, химическую и нефтехимическую промышленность, черную и цветную металлургию. В наименьшей степени падение производства происходило в электроэнергетике, машиностроении и металлообработке (на 0,7-1,1 %).

Для большинства отраслей важнейшими причинами спада промышленного производства в первые месяцы реформ явились факторы предложения, связанные с распадом СССР, – разрыв хозяйственных связей с партнерами, перебои с поставками сырья и комплектующих, а также общая социально-экономическая нестабильность.

Глубокий спад промышленного производства затянулся и продолжался до 1995 г., хотя и несколько меньшими темпами, чем в начале 1992 г. (рис. 3.6). При этом на первый план в 1992-1994 гг. вышли факторы спроса. Во-первых, кардинально сократился спрос со стороны государства, в первую очередь в части оборонного заказа, из-за острейшего дефицита бюджета. Во-вторых, произошел обвал инвестиционного спроса из-за крайней нестабильности и отсутствия средств практически у всех субъектов хозяйственной деятельности. В-третьих, существенно просел спрос со стороны населения из-за резкого падения его доходов. Кроме того, за счет массового изъятия оборотных средств в период высокой инфляции 1992-1993 гг. и разрушения отработанной системы финансирования, снабжения и сбыта многие промышленные предприятия оказались в состоянии технического банкротства.

Только с 1995 г. спад промышленного производства начал замедляться. Это было связано с переходом к умеренно жесткой денежной и кредитной политике, некоторым ростом монетизации экономики, снижением уровня хаоса в экономике и сохранением интенсивного роста экспорта. Но тенденция ослабления темпов спада в реальном секторе экономики не имела устойчивого характера и определялась воздействием факторов текущей конъюнктуры – динамики и структуры платежеспособного спроса. Спад продолжался до 1998 года, когда было достигнуто кризисное дно. Спад затронул все отрасли промышленности. В России фактически произошла деиндустриализация.

Кроме спада валового объема производства, кризис вызвал усугубление структурных проблем российской промышленности. Прежде всего это выразилось в повышении роли добывающего сектора в структуре производства. Доля отраслей добывающей промышленности повысилась с 17 % в 1992 г. до 24 % в 1995 г. при сокращении доли обрабатывающей промышленности и углублении спада в социально-ориентированных отраслях. Это было связано, с одной стороны, с сохранением высокой ресурсоемкости ВВП, а с другой – с развитием

тенденции опережающего роста экспорта сырьевых и топливных ресурсов, а также продуктов их первичной переработки.

В результате к августу 1998 г. наиболее серьезно пострадали машиностроение, химия и нефтехимия, легкая промышленность, промышленность стройматериалов. Сокращение их совокупного удельного веса в общем объеме выпуска (на 16,6 процентных пункта, или в полтора раза – до 31,9 %) произошло за счет соответствующего увеличения – до 68,1 % – удельного веса т.н. сырьевых отраслей – электроэнергетики, топливной, черной и цветной металлургии, лесной промышленности.

Промышленность, для которой характерна развитая система межотраслевых связей, наиболее остро реагировала на структурные сдвиги в общественном производстве. С переходом к рыночной экономике характерным явилось повышение доли производства услуг при сокращении удельного веса производства товаров. Если в 1990 г. на долю производства товаров приходилось 60,6 %, то к 1995 г. их доля сократилась до 40,7 %. При этом динамика промышленного производства формировалась под воздействием сокращения внутреннего спроса, с одной стороны, и сложившейся благоприятной ситуации на внешнем рынке для сырьевых отраслей, с другой стороны. Рост производства экспортной продукции несколько замедлял темпы общепромышленного спада и выступал условием относительной стабильности в реальном секторе экономики.

Только после кризиса 1998 г. начался быстрый промышленный рост практически во всех отраслях (рис. 3.7). Причиной экономического роста стали как внешние факторы (рост экспорта на фоне благоприятной конъюнктуры мирового рынка для отечественных экспортных товаров), так и расширение внутреннего спроса, улучшение финансового положения предприятий реального сектора. В значительной степени это было обусловлено глубокой девальвацией рубля (более чем в 4 раза по отношению к доллару за вторую половину 1998 г.), что повысило конкурентоспособность российских производителей на внутреннем и мировом рынках. Указанный эффект перекрыл издержки от дезорганизации финансовой сферы, которая осенью 1998 г. находилась в состоянии паралича, и падение спроса из-за спада доходов. Но к 2001 г. положительный эффект от девальвации рубля исчерпал себя как фактор, стимулирующий развитие промышленности.

К 2000 г. промышленность в России достигла 63 % от уровня 1990 г., обрабатывающие отрасли – 55 %. Однако по отдельным отраслям разброс этого показателя был гораздо более заметен. Так, электроэнергетика достигла 79 % от уровня 1990 г., топливная промышленность – 68 % (в т. ч. газовая отрасль – 92 %), черная металлургия – 60 %. В химической и нефтехимической, а также в пищевой промышленности в 2000 г. производилась примерно половина того, что производилось в 1990 г., в машиностроении и металлообработке – не более 35 %, в промышленности строительных материалов – менее 30 %, в легкой промышленности – 15 %. Наилучшее положение наблюдалось в цветной металлургии, которая вышла на уровень 96 % от объемов производства 1990 года. Таким

образом, экономический рост обеспечивался преимущественно за счет группы экспортных сырьевых производств, что было вызвано повышением цен на их продукцию на мировых рынках.

В начале 2000-х гг. российская промышленность развивалась крайне неоднородно. Так, динамика развития **отраслей ТЭК** определялась прежде всего внешнеэкономической конъюнктурой (за исключением угольной промышленности).

Черная металлургия, химия, машиностроение, промышленность строительных материалов, отрасли лесного комплекса и легкая промышленность – эта группа отраслей стремительно развивалась благодаря импортозамещению, растущим потребностям внутреннего рынка, росту платежеспособного спроса со стороны населения. Однако эти факторы к 2002 г. практически были исчерпаны. В химии, машиностроении и отраслях лесного комплекса к 2002 г. динамика развития резко замедлилась, а в легкой промышленности в 2002 г. произошло даже сокращение объемов производства.

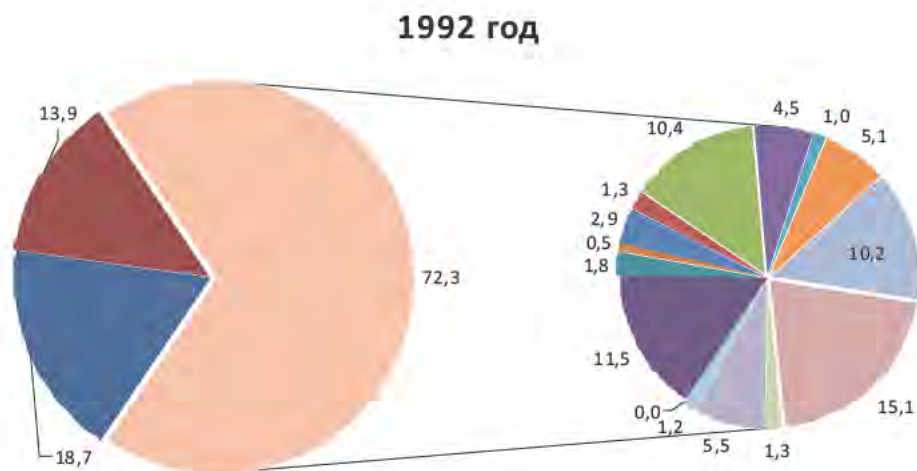
В цветной металлургии и пищевой промышленности в 2000-2002 гг. сохранялась достаточно устойчивая динамика развития, и в 2002 г. они обеспечили существенный вклад в совокупный рост промышленного производства. При этом факторы, определяющие стабильность развития этих отраслей, принципиально различны. Цветная металлургия практически полностью ориентирована на экспорт, и ее продукция остается востребованной и конкурентоспособной на внешних рынках. Производство и перспективы развития пищевой промышленности определяются ростом платежеспособного спроса населения и качества выпускаемых товаров, способных конкурировать с импортными аналогами.

В 2000-е гг. быстрый рост промышленности позволил в основном восстановить уровень промышленного производства 1990 года. Благоприятное сочетание факторов изменения конъюнктуры цен на мировом рынке сырьевых ресурсов и эффекта девальвации обусловили существенное повышение рентабельности экспортно-ориентированных отраслей добывающей промышленности и производств по первичной переработке сырья. В обрабатывающем секторе промышленности восстановление положительной динамики было связано с ростом спроса на внутреннем рынке на продукцию отечественного производства и интенсивным развитием процессов импортозамещения. Это обусловило существенное повышение рентабельности производства в машиностроении, пищевой промышленности и способствовало преодолению убыточности легкой промышленности. Но структурные сдвиги в промышленности были недостаточными, а высокая зависимость от экспортной конъюнктуры сохранилась.

В течение более чем 9-летнего промышленного подъема в период с сентября 1998 г. по декабрь 2007 г. произошло частичное возвращение российской

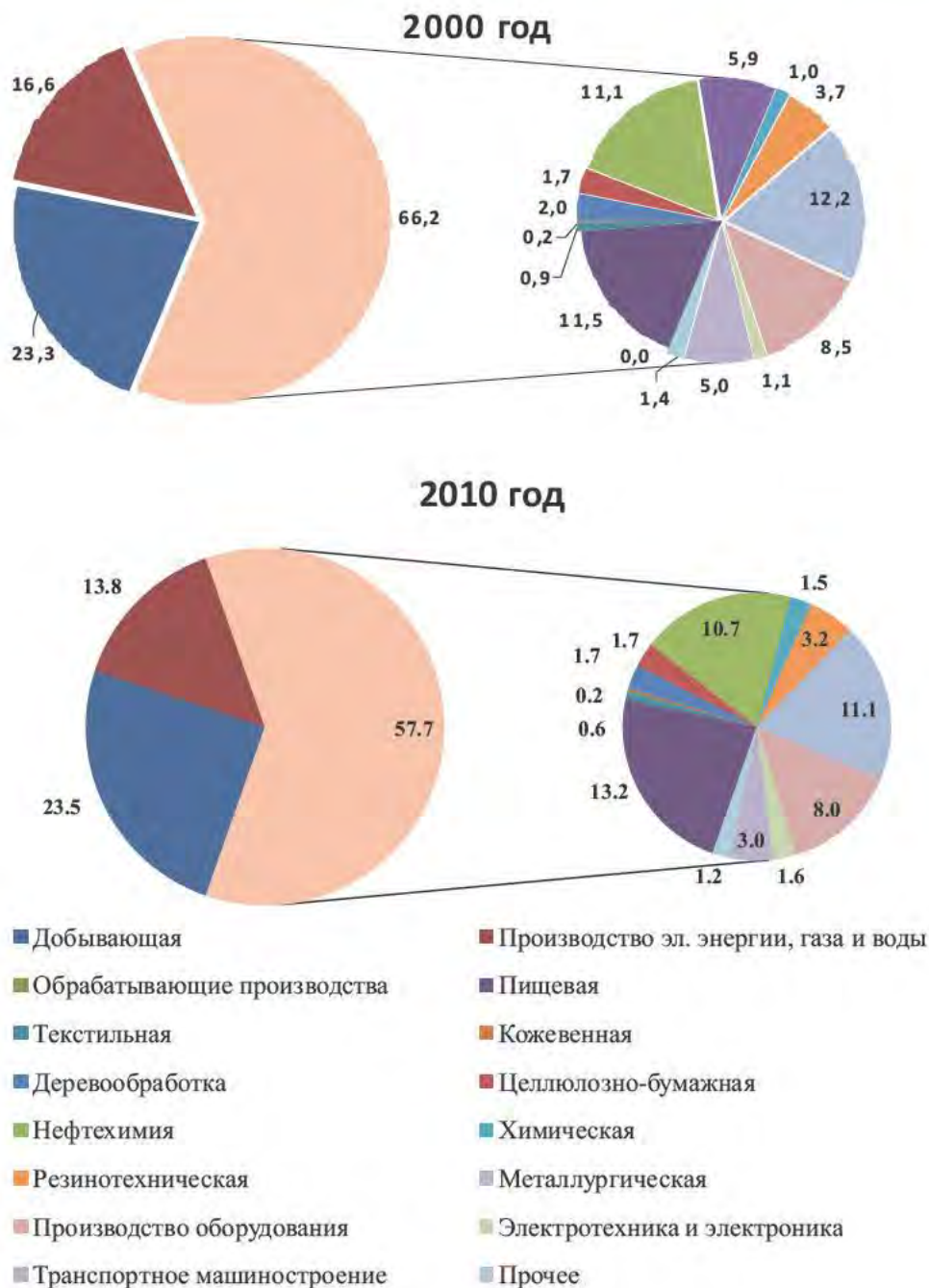
промышленности к предкризисной структуре производства. Удельный вес т.н. обрабатывающих отраслей увеличился на 8,4 п. п. – до чуть более 40 % – а удельный вес сырьевых отраслей соответствующим образом снизился. Но в целом структура промышленного производства в России в период 1990-2008 гг. изменялась в сторону повышения доли энергосырьевых отраслей, при сокращении перерабатывающих отраслей, в частности машиностроения и металлообработки – в 2 раза, легкой промышленности – более чем в 12 раз по доле в структуре промышленного производства и т.д. Производство промышленной продукции и продукции сельского хозяйства в 2008 г. относительно 1990 года составило соответственно 82,1 и 86,7 %.

Кризис 2008–2009 гг., который привел к сокращению объемов производства, еще больше отдалил российскую экономику от значений названных показателей 1990 г. и ликвидировал результаты, полученные с немалым трудом в течение предшествующих девяти лет экономического бума. В кризисный период удельный вес «обрабатывающих» отраслей вновь упал на 11,1 процентного пункта до менее чем 30 % от общего объема производства. По своей структуре российская промышленность оказалась еще более сырьевой, чем она была не только в январе 1990-го, но и даже в августе 1998-го, после предшествовавшего тому многолетнего экономического кризиса (рис. 3.7).



Источник: данные Росстата и расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 3.7. Структура промышленности России в 1990, 2000 и 2010 гг.



Источник: данные Росстата и расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 3.7. Окончание

Экономические итоги 1990-х гг. оказались весьма тяжелыми и характеризуются в целом как «утрата количества и качества» отечественной экономики (по определению академика Р. С. Гринберга).

В результате непродуманных решений и накопленных структурных проблем произошли глубочайший спад ВВП и промышленного производства, структурный сдвиг в пользу сырьевых отраслей, сформировался неблагоприятный инвестиционный климат, уровень жизни населения значительно снизился.

Финансовое положение государства и частного сектора было очень тяжелым. В результате реформ 1990-х гг. сложились базовые рыночные институты, но они несли в себе глубокие искажения – коррупцию, криминализацию, искаженную структуру рынков, слабость прав собственности, которые остро проявлялись в 1990-е гг., а в 2000-е гг. сохранились.

3.2. Основные направления экономических реформ 1990-х гг.

Формирование основ рыночной экономики в рамках любого подхода требовало глубоких изменений в экономике страны и реализации ряда мероприятий, среди которых:

- ✓ либерализация цен и торговых связей, сокращение государственной регламентации хозяйственной жизни;
- ✓ либерализация внешнеэкономической деятельности, включая экспортно-импортные операции и операции с капиталом,
- ✓ макроэкономическая стабилизация, снижение открытой инфляции, которая после либерализации приходит на смену товарному дефициту и скрытой инфляции, установление для всех экономических субъектов, включая государство, жестких финансовых ограничений;
- ✓ приватизация (трансформация большей части государственной собственности в частную с целью усиления хозяйственных мотиваций, повышения материальной заинтересованности и ответственности);
- ✓ создание институциональной основы рыночной экономики (финансового сектора рыночного типа, банковской системы, налоговой системы, арбитражных судов, системы регулирования рынков).

3.2.1. Либерализация внутренних цен: основной шок для экономики

Либерализация внутренних цен в России была проведена шоковым путем – через практически мгновенное освобождение цен на большинство промышленных товаров. Результатами стали высокая инфляция, радикальное изменение ценовых пропорций, кризис неплатежей, которые явились одним из факторов кризиса в промышленности и макроэкономической нестабильности.

В советское время инфляция официально отсутствовала, но фактически носила скрытый характер в виде роста дефицита и разрыва между официальными ценами и ценами черного рынка. Со второй половины 1980-х гг. государство стало утрачивать контроль над денежной системой, которая вышла из равновесия в результате быстрого роста доходов населения из-за вливания в экономику средств, не обеспеченных товарами, разрушения барьера между наличными и безналичными расчетами, введения договорных цен.

В результате к 1990-1991 гг. дефицит приобрел катастрофический характер, и начался быстрый рост цен. Уже в 1991 г. (до шоковой либерализации цен) цены выросли в 2,6 раза, причем опережающими темпами росли цены на потребительские товары – продукцию пищевой и легкой промышленности (рис. 3.8).

Для преодоления катастрофического дефицита и предотвращения социального взрыва правительство Е. Т. Гайдара в январе 1992 г. осуществило шоковую либерализацию цен.¹⁹

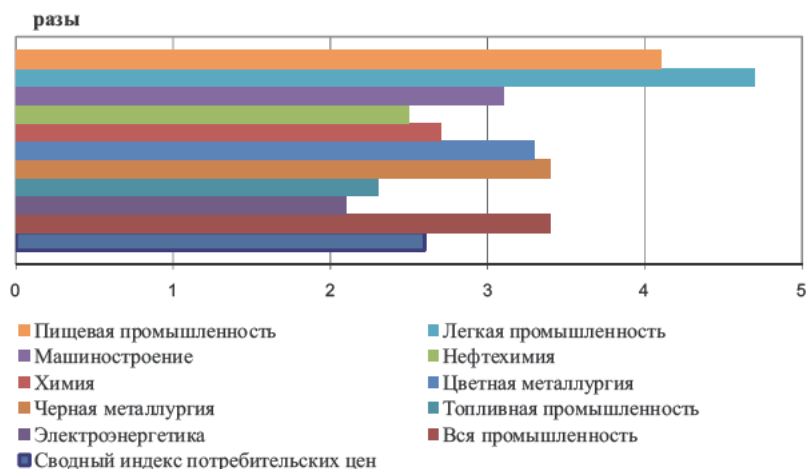
В результате цены только за январь 1992 г. выросли в 2,6 раза (настолько же, насколько за весь 1991 г.), а за 1992 г. в целом – в 26,8 раза (при прогнозах роста цен в 4-5 раз).

Шоковая либерализация цен породила мощную инфляционную волну, которая надолго стало одной из тяжелейших проблем российской экономики. По мнению академика В. М. Полтеровича, другие пути либерализации цен (система двойных цен, либерализация цен только на часть товаров, система ценовых ориентиров и т.п.) в принципе существовали, но были труднореализуемы в политических условиях того времени.

Цены на ряд значимых товаров (продовольственных, энергетических) и услуг (транспорт, связь, коммунальные услуги) продолжали регулироваться. Но попытки использовать их как антиинфляционный якорь не удались, поскольку сложились мощные инфляционные ожидания.

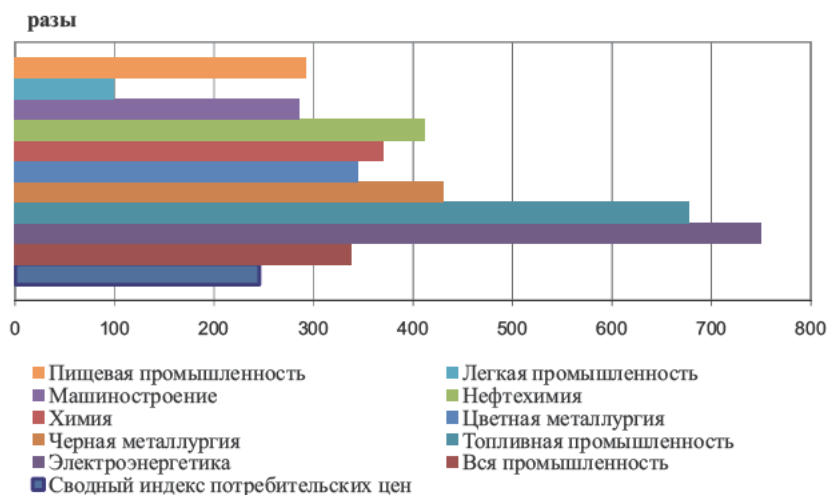
Другим результатом стало радикальное изменение структуры цен (рис. 3.9). Резкое изменение соотношения цен поставило в крайне невыгодные условия все сложные отрасли обрабатывающей промышленности.

¹⁹ Исключение составили продукция и услуги ТЭК, поскольку они считались важнейшими общественно значимыми товарами, цены на которые не должны повышаться, даже когда в 1992 г. резко возросли издержки производства на топливо и энергию. Соответственно, было сохранено государственное регулирование цен и тарифов на эти товары. Свободные цены на нефть и нефтепродукты были введены лишь в сентябре 1992 г., но их величина еще два года ограничивалась предельным уровнем рентабельности. В угольной промышленности свободные цены были разрешены с июля 1993 года. Цены на газ, тарифы на электрическую и тепловую энергию, а также на перекачку нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам продолжали регулироваться государством. При этом с 1993 г. цены на газ ежемесячно индексировались в соответствии со средним по России темпом инфляции. Такой метод защищал отрасль от инфляции, но не обеспечивал обратной связи изменения рыночных условий с ценообразованием в газовом комплексе.



Источник: Элементы теории реформ / В.М. Полтерович. М.: Экономика, 2007. С. 242.

Рис. 3.8. Рост цен в 1991 г. по отношению к ценам 1990 г.



Источник: Элементы теории реформ / В.М. Полтерович. М.: Экономика, 2007. С. 242.

Рис. 3.9. Рост цен в 1993 г. по отношению к 1991 г.

За 1991-1993 г. цены на продукцию топливной промышленности и электроэнергетики выросли примерно в 700 раз, на продукцию базовых отраслей промышленности (металлургия, химия) – примерно в 400 раз, а на продукцию машиностроения и пищевой промышленности – менее чем в 300 раз. Такое положение было отчасти обусловлено тем, что в советское время цены на

сырье были занижены, а цены потребительских товаров – несколько завышены. В условиях открытия внешнему рынку началось стремительное изменение ценовых пропорций. Но в итоге структура промышленности сдвинулась в пользу сырьевых отраслей: многие предприятия сложных обрабатывающих отраслей обанкротились.



Источник: Росстат.

Рис. 3.10. Рост цен по отношению к 1994 г.

В дальнейшем стремительный рост цен продолжился. При этом цены на продукцию отраслей ТЭК стали устойчиво опережать по ценовой динамике промышленность в целом. За 1994-2000 гг. рост цен на продукцию ТЭК составил 1500 раз, а на промышленную продукцию в целом – 1000 раз.²⁰ Подобная динамика обусловила резкое улучшение финансового положения ТЭК (рис. 3.10), особенно после 1998 года.

Динамика роста цен по отраслям ТЭК была весьма неравномерной. До 1998 года лидером стала газовая промышленность. Относительным аутсайдером в ТЭК была угольная промышленность и электроэнергетика: цены за 1994-2000 гг.

²⁰ Отметим, что если за базу принять не 1994, а 1992 г., динамика будет принципиально иной (см. подраздел 3.3.3).

возросли примерно в 700 раз, что ниже, чем по промышленности в целом, но примерно на уровне абсолютного большинства отраслей промышленности (кроме черной и цветной металлургии, где цены выросли в 1000 раз).

В целом ценовые пропорции за 1990-е гг. изменились очень существенно. Продукция топливной промышленности подорожала по отношению к уровню 1990 г. (по отношению к другим промышленным товарам) в 2,5 раза, продукция электроэнергетики – на 25-40 %. Продукция всех отраслей обрабатывающей промышленности, кроме металлургии, подешевела на 25-40 %, а легкой промышленности – более чем в 3 раза. При этом имели место две волны удорожания продукции ТЭК – в 1992-1997 гг. и в 1999-2008 годах. Причины состояли в том, что продукция ТЭК пользовалась спросом на внешних рынках и была более конкурентоспособной (а на внутреннем рынке – безальтернативной).

3.2.2. Либерализация внешнеэкономической деятельности

Либерализация внешней торговли, проведенная одновременно с либерализацией внутренних цен, привела к тяжелым экономическим дисбалансам и вызвала переориентацию на экспорт всех конкурентоспособных предприятий, тем самым усугубив экономический спад внутри страны.

К моменту начала реформ в 1991 г. внешнеэкономическая деятельность осуществлялась в условиях распада традиционных институтов таможенного, валютного и экспортного контроля, государственного финансирования экспортных операций и централизованного распределения валютных ресурсов в целях импорта.

В 1992 г. этот порядок был радикально изменен путем либерализации внешней торговли, которая началась одновременно с либерализацией цен. Децентрализация внешней торговли и предоставление права осуществления внешне-торговых операций всем предприятиям, введение частичной конвертируемости рубля и отказ от субсидирования внешней торговли не могли не вызвать ряда весьма сложных проблем.

Главным отрицательным последствием ранней либерализации внешней торговли стала возможность гигантских спекуляций на разнице между внутренними и мировыми ценами. Возможность получения сверхприбыли привела к радикальной переориентации ряда отраслей на внешний рынок в ущерб внутреннему, что стало одним из элементов дезорганизации и спада экономики. По-видимому, либерализацию внешнеэкономической деятельности следовало проводить медленнее – по мере приведения структуры и уровня внутренних цен к мировому.

Кроме того, существенно снизилась эффективность экспортных и импортных операций, которые прежде контролировались незначительным числом организаций, имевших возможность квалифицированно учитывать уровень цен.

В ряде случаев занижение экспортных цен приобрело демпинговый характер. Быстрое увеличение числа участников внешнеэкономической деятельности и расширение круга уполномоченных на осуществление валютных операций банков очень скоро превзошли возможности слабой еще системы банковского и валютного контроля, в результате чего усилился нелегальный вывоз капитала и товаров за рубеж. Оказалась разрушенной система скрытого субсидирования импорта посредством административного распределения валюты. Отмена субсидирования поставила в сложное финансовое положение отрасли пищевой, легкой и химической промышленности, потребляющие значительное количество импортного сырья и не производящие экспортной продукции.

На все процессы, связанные с внешнеэкономической деятельностью, оказывали огромное влияние отсутствие действенной охраны государственной границы Российской Федерации на значительной ее части и неопределенность ее статуса вместе с облегченным режимом вывоза товаров в государства СНГ, что привело к контрабандному вывозу ценного сырья. Поэтому в приоритетном порядке было проведено быстрое развертывание таможенной инфраструктуры, приняты на уровне правительства ряд мер по организации ее деятельности, проведены другие организационные мероприятия, которые способствовали более цивилизованному ведению внешнеэкономической деятельности.

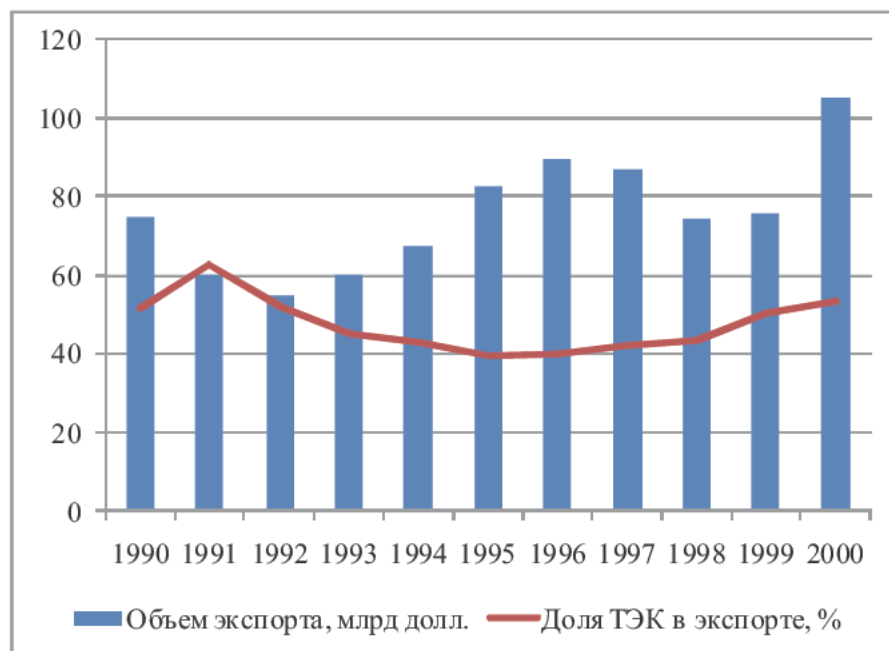
В кратчайшие сроки были разработаны основы законодательства по внешнеэкономической деятельности на основе принципов ограниченного использования нетарифных методов регулирования экспорта (только для специфических товаров, продукции военного и двойного назначения). Были закреплены обязательная продажа 50 %-й валютной выручки экспортерами и использование таможенного тарифа для финансовой стабилизации и защиты внутреннего рынка от негативного влияния перехода на мировые цены и иностранной конкуренции. Несмотря на ряд издержек и объективно обусловленных отрицательных последствий форсированного открытия экономики, можно констатировать, что период сжатия внешнеторгового оборота к 1994 г. завершился. Показатели внешнеэкономической деятельности приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3. Экспорт и импорт товаров Российской Федерации в 1995-2000 гг. (по методологии платежного баланса), млрд долл.

	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
Со странами дальнего зарубежья						
Экспорт	65,4	71,1	67,8	58,7	63,6	90,8
Импорт	44,3	47,3	53,4	43,7	29,2	31,4
Сальдо	21,1	23,8	14,4	15	34,4	29,4
Со странами СНГ						
Экспорт	17	18,6	19,1	15,8	12,0	14,3
Импорт	18,3	20,8	18,6	14,3	10,4	13,4
Сальдо	1,4	2,2	0,5	1,5	1,6	0,8

Источник: Росстат.

Продукция топливно-энергетического комплекса играла существенную роль в поддержании экспортного потенциала страны и обеспечении валютной выручки (рис. 3.11). Несмотря на значительные флуктуации, связанные с динамикой мировых цен на нефть, в целом она имела тенденцию к росту, преимущественно за счет экспорта нефти.



Источник: Банк России, Росстат.

Рис. 3.11. Место ТЭК в суммарном экспорте России, %²¹

Важным итогом в развитии внешнеэкономических связей страны уже в 1990-е гг. стало устойчивое положительное сальдо торгового баланса, достигнутое преимущественно за счет резкого сокращения централизованного импорта, что позволило значительно ослабить нагрузку на расходную часть федерального бюджета вследствие отмены импортного субсидирования. Тем самым удалось создать предпосылки для выхода из тяжелейшего валютно-финансового кризиса в среднесрочной перспективе.

В 2000-е гг. объем внешней торговли резко возрос, но в основном за счет роста экспорта сырьевых товаров (до 2005 г.) и цен на них (2005-2008 гг.). За-

²¹ Отметим, что приведенные на графике данные Банка России на 1990-1994 гг. расходятся с данными Росстата и ЦДУ ТЭК за этот период (1990 г. – 45,4%; 1991 г. – 51,7%; 1992 г. – 52,1%; 1993 г. – 46,7% и 1994 г. – 45,1%), что, однако, принципиально на выводы не влияет.

висимость экспорта и импорта от цен на нефть усугубилась, закрепилось место России как сырьевого придатка в мировом разделении труда.

В 2000-е гг. окончательно сложилась сырьевая модель участия России в международном разделении труда, основанная на экспорте энергоносителей и других сырьевых товаров. Позиции нашей страны на рынке сырья были достаточно прочными, но они подвержены значительным рискам, что проявилось в кризисном 2009 году. Кризисные явления в мировой экономике обусловили снижение в 2009 г. объемов торговли России с зарубежными странами. Потенциал роста экспорта топливно-энергетических товаров и металлургической продукции ограничен, поэтому в долгосрочном плане такая структура экспорта не может быть основой экономического роста. Основные показатели внешнеторговой деятельности представлены в табл. 3.4.

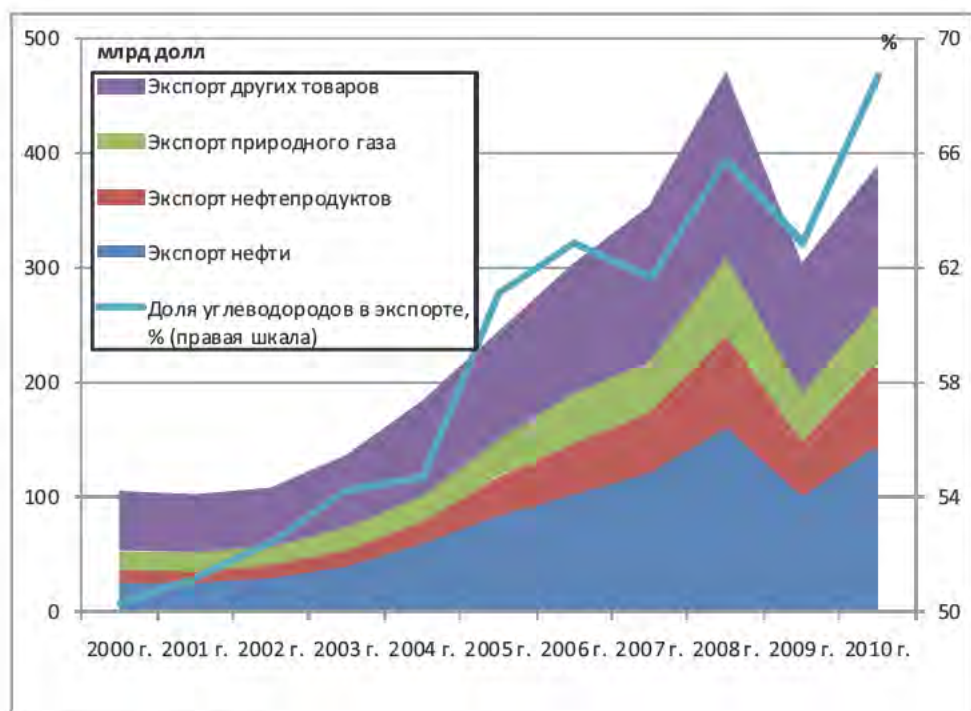
Таблица 3.4. Основные показатели внешнеэкономической деятельности

	Год										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Оборот, всего	149,9	155,6	168,3	212,0	280,6	369,2	468,6	578,2	763,5	496,0	647,0
Экспорт	105,0	101,9	107,3	135,9	183,2	243,8	303,9	355,2	471,6	303,3	398
Импорт	44,9	53,8	61,0	76,1	97,4	125,4	164,7	223,1	291,9	192,7	249
Сальдо	60,1	48,1	46,3	59,9	85,8	118,4	139,2	132,1	179,9	110,6	149
В том числе со странами дальнего зарубежья											
Экспорт	90,8	86,6	90,9	114,6	153,0	210,2	260,6	301,5	400,5	255,2	328
Импорт	31,4	40,7	48,8	61,0	77,5	103,5	140,1	191,2	252,9	167,2	213
Сальдо	59,3	45,9	42,1	53,6	75,5	106,7	120,4	110,3	147,5	87,4	115
со странами СНГ											
Экспорт	14,3	15,3	16,4	21,4	30,2	33,5	43,4	53,7	71,1	48,1	70
Импорт	13,4	13,0	12,2	15,1	19,9	21,9	24,6	31,9	39,0	24,9	36
Сальдо	0,8	2,2	4,2	6,3	10,3	11,7	18,8	21,9	32,2	23,3	34

Источник: Росстат.

Основой российского экспорта по-прежнему остаются топливно-энергетические товары, их доля в январе-сентябре 2010 г. достигла 68,3 % (в январе-сентябре 2009 г. – 66,3 %), а стоимость по сравнению с соответствующим периодом прошлого года возросла на 41,1 % (рис. 3.12). По сравнению с началом 2000-х гг. доля углеводородов в экспорте существенно увеличилась (с 50 почти до 70 %). Причина, однако, лежит не в изменении реальной структуры экспорта, а в резком росте цен на углеводороды после 2004 года. Реальные объемы поставок как раз после 2004 г. практически перестали расти. Таким образом, реального ухудшения структуры экспорта не произошло.

Основными торговыми партнерами России в 2010 г. оставались страны дальнего зарубежья, доля которых в российском экспорте повысилась в 2010 г. до 86,3 % (2009 г. – 84,4 %), доля стран СНГ снизилась с 15,6 до 13,7 %.



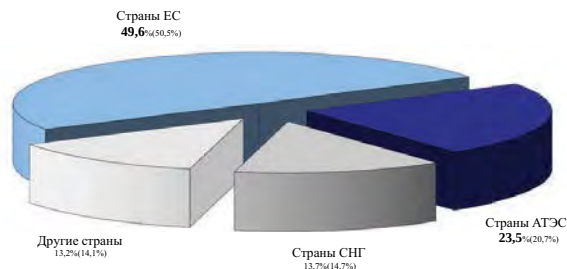
Источник: Банк России.

Рис. 3.12. Структура внешней торговли России

В географической структуре крупнейшим экономическим партнером России остается Европейский союз (ЕС), на долю которого в 2010 г. приходилось 49,6 % российского товарооборота (в 2008 г. – 52,2 %). Удельный вес стран Азиатско-Тихоокеанского экономического сотрудничества (АТЭС) во внешне-торговом обороте России вырос в 2010 г. на 2,8 процентных пункта до 23,5 % (рис. 3.13).

Особое внимание в 2000-е гг., особенно во второй их половине, уделялось вопросам **таможенно-тарифного регулирования** внешнеторгового оборота товаров, защите внутреннего рынка от увеличивающегося импорта товаров, привлечению дополнительных инвестиций в производство товаров в России.

Для энергетики важнейшей мерой было введение гибкой ставки таможенной пошлины на нефть при сохранении фиксированной относительной ставки экспортной таможенной пошлины на природный газ (30 %).



Источник: ФТС.

Рис. 3.13. Географическая структура внешнеторгового оборота России в 2010 г. (в скобках – 2009 г.)

Одним из ключевых направлений работы оставался переговорный процесс об условиях **присоединения Российской Федерации к Всемирной торговой организации (ВТО)**, не заверченный до сих пор. Следует отметить, что существуют определенные сомнения относительно последствий вступления в ВТО для развития ряда значимых секторов экономики, и целесообразность этого шага не очевидна.

Завершилась работа по формированию **таможенного союза России, Белоруссии и Казахстана**. Главами правительств этих стран подписаны 23 соглашения, но говорить о реальной эффективности этой организации пока рано.

3.2.3. Приватизация государственной собственности: политические достижения и экономические проблемы

Приватизация в России была проведена очень быстро и с многочисленными нарушениями на всех ее этапах, что позволило решить политическую задачу создания класса собственников, но обусловило значительные экономические трудности и проблемы легитимности.

Приватизация является ключевым элементом перехода от плановой к рыночной экономике. Официальным началом приватизации считается 1992 г., когда была запущена программа приватизации, разработанная Комитетом

госимущества России во главе с А. Чубайсом,²² Целями приватизации было заявлено формирование эффективного собственника, что должно было стать основой для повышения эффективности экономики, привлечение инвестиций, формирование массового слоя собственников как опоры нового социально-экономического строя. Можно выделить следующие *несколько принципиальных особенностей российской приватизации*.

1. В силу абсолютного доминирования плановых принципов управления в России почти не было сколько-нибудь крупных частных капиталов, если не считать средства организованной преступности и некоторые первоначальные капиталы, сформированные в конце 1980-х – начале 1990-х гг., преимущественно за счет финансовых операций. Но и эти средства были совершенно не сопоставимы со стоимостью государственного имущества, намеченного к приватизации. Таким образом, платная приватизация за счет внутренних средств была, по существу, невозможна, особенно после обесценивания сбережений населения из-за инфляционного скачка начала 1992 года.

2. По политическим причинам к приватизации крупных российских активов не были допущены иностранные инвесторы, что рассматривалось (не без оснований) как угроза национальной экономической безопасности. Тем самым этот возможный источник средств также отсекался.

3. Приватизация проходила в условиях слабости государства, которое фактически не контролировало номинально находящиеся в государственной собственности предприятия. По существу, шла ползучая приватизация этих предприятий трудовыми коллективами и особенно директорским корпусом и руководством. Из-за политического и управленческого хаоса государство было не в состоянии также обеспечить прозрачный и четкий процесс приватизации.

Наконец, политические мотивы – желание создать слой собственников, который будет кровно заинтересован в том, чтобы не допустить восстановления советской системы – преобладали над экономическими. Поэтому необходимость создать действительно эффективного собственника, обеспечить доходы бюджета и сохранить предприятия стояли на втором месте. Кроме того, большое влияние на процесс приватизации, особенно на второй стадии, оказывали различные лоббистские группы, в том числе и откровенно криминального происхождения.

Указанные особенности предопределили характер приватизации в России, которая проходила в три этапа.

На первом этапе приватизации, в условиях отсутствия внутренних сбережений и иностранных инвестиций, осуществлялась ваучерная приватизация, в которой на бесплатной основе принимало участие все население страны.

19 августа 1992 г. Президент РФ Б. Н. Ельцин издал Указ «О введении системы приватизационных чеков в Российской Федерации», и 1 октября 1992 г. началась выдача ваучеров (приватизационных чеков) населению по номинальной стоимости 10 тыс. руб. (ваучерная приватизация). Ваучеры представляли собой неименные ценные бумаги, которые могли быть обменены на акции различных предприятий.

²² Первые попытки приватизации госимущества начались еще в Советском Союзе с февраля 1987 г., когда в СССР было разрешено создание коммерческих кооперативов.

Параллельно осуществлялись приватизации и акционирование предприятий. Согласно принятым решениям этот процесс мог осуществляться в нескольких вариантах. В одном из них контрольный пакет акций на льготных условиях получали работники предприятия. В другом – они получали меньший пакет на лучших условиях с передачей контрольного пакета другим владельцам. Оставшиеся акции поступали в открытую продажу для российских граждан в обмен на специальные приватизационные чеки. При этом в России эти чеки (ваучеры), как уже было отмечено выше, не были именными, в отличие от ряда восточноевропейских стран, что предопределило их массовую скупку по низким ценам и концентрацию в руках немногочисленных групп. Это стало одной из предпосылок неэффективности реформ, передела собственности, корпоративных конфликтов.

В 1992 г. в частную собственность было передано 24 тыс. предприятий, 160 тыс. фермерских хозяйств, 15 % торговой сети. В конце июня 1994 г. завершилась первая фаза приватизационной программы. В результате примерно 70 % средних и крупных предприятий и около 90 % малых предприятий было отдано в частные руки. К тому времени 96 % ваучеров, выпущенных в 1992 г., было использовано их владельцами для покупки акций, вложений в инвестиционные фонды либо продано. В результате в стране появилось 40 млн номинальных акционеров, при этом большая часть предприятий оказалась под контролем финансовых групп, скупивших ваучеры у населения.

Приватизация выполнила свою задачу наполовину: создав слой собственников, она экономически оказалась малоэффективной, не дав предполагавшегося роста инвестиций и не обеспечив в течение 1990-х гг. значимого повышения эффективности предприятий. Такой результат был практически неизбежен с учетом начальных условий этого процесса и его концепции. Ранняя приватизация, проведенная до формирования устойчивых рынков со свободными ценами и в условиях недееспособности государства, оказала не столько положительное, сколько отрицательное воздействие на состояние экономики, вызвав массированный передел собственности, что стало важным фактором спада 1990-х.

Второй этап приватизации, который начался с 1 июля 1994 г., имел качественно новый характер. Он был основан на переходе от преимущественно безвозмездной (с использованием приватизационных чеков) передачи государственной собственности к ее продаже по ценам, определяемым рынком. Второй этап начался после формирования в России необходимых капиталов, что дало возможность продавать акции оставшихся в собственности государства предприятий за наличные деньги. Это было важно в условиях постоянного дефицита государственного бюджета. Хотя процедура приватизации подверглась жесткой критике в Государственной думе, Б. Н. Ельцин дал зеленый свет второй фазе приватизации декретом в июле 1994 года.

В отличие от первого этапа, затронувшего в основном мелкие и средние предприятия, денежный этап коснулся крупнейших компаний, причем допущалось и даже поощрялось приобретение контрольных пакетов акций компа-

ний, чтобы создать стратегического инвестора, заинтересованного в развитии компании и способного осуществлять управление. Инвестиционная ориентация продаж предполагала:

- ✓ дифференцированный подход к определению способов продажи акций и предприятий, обладающих повышенной привлекательностью для инвесторов (по максимально возможной цене, преимущественно на аукционах), и объектов, требующих от инвесторов значительных дополнительных затрат (по умеренной цене, с предоставлением льгот на инвестиционных конкурсах);

- ✓ воссоздание единства комплекса недвижимого имущества предприятия путем включения земельного участка в состав продаваемого имущества либо продажи этого участка ранее приватизированному предприятию на льготных условиях;

- ✓ перевод 51 % выручки от продажи акций предприятия на счет самого предприятия для инвестирования;

- ✓ для привлечения крупных (стратегических) инвесторов продажа акций осуществлялась пакетами, составляющими не менее 25 % уставного капитала, в сочетании с портфельными продажами акций особо крупных предприятий.

Активное формирование новой институциональной структуры экономики сопровождалось перераспределением трудовых ресурсов и инвестиционных средств по формам собственности. К 1995 г. доля добавленной стоимости негосударственных предприятий составила 70 % ВВП против 62 % в 1994 г., в т. ч. доля частных предприятий возросла до 27 % против 25 %. Численность занятых в частном секторе составила 33 % от общего числа занятых в национальной экономике. На предприятиях смешанной формы собственности, включая предприятия с иностранным капиталом, численность занятых составила 21,6 % и на предприятиях государственной формы собственности – 44,7 %.

Именно в этот период проводились залоговые аукционы.²³ В соответствии с Указом Президента Российской Федерации № 889 за сравнительно небольшие суммы (под предлогом необходимости срочного пополнения бюджета) в залог ряду коммерческих банков были переданы крупные пакеты акций ряда крупнейших предприятий, среди которых – «Норильский никель» и ряд крупнейших нефтяных промышленных объединений («залоговые аукционы»). Поскольку государство не вернуло средства, полученные в результате залога, в 1998 г. они были переданы в частную собственность. Эти аукционы, по-видимому, имели значительную коррупционную составляющую, поскольку средства для участия в залоговых аукционах ряд банков получил от Министерства финансов РФ в рамках размещения временно свободных средств бюджета, что было невозможно без тесной связи с высокопоставленными чиновниками. В результате указанного процесса в Российской Федерации был сформирован олигархический слой, ряд представителей которого весьма условно можно отнести к эффективным собственникам.

²³ Подробнее практика залоговых аукционов в нефтяной отрасли рассмотрена в подразделе 3.3.4.

Таким образом, залоговые аукционы усугубили негативные последствия приватизации, главным образом из-за отсутствия прозрачности их проведения и изначального неравенства и определенной «избранности» их участников, и заложили основы системной коррупции в стране.

Третий этап приватизации начался в 1996 г. и основывался на преемственности к Закону «О приватизации государственных и муниципальных предприятий». На этом этапе предполагалась адресная приватизация некоторых предприятий, оставшихся в государственной собственности после проведения массовой приватизации. В результате можно говорить о проведении третьего этапа приватизации для стратегических инвесторов по индивидуальным проектам и об отказе от рассмотрения приватизации преимущественно как средства пополнения доходов бюджета.

Итоги приватизации в России неоднозначны. С одной стороны, итогом приватизации стало формирование частного сектора в российской экономике, на базе которого в 2000-е гг. сформировалась волна экономического роста. С другой стороны, приватизация оказалась связана с огромными производственными, экономическими и социальными издержками.

Наиболее фундаментальная проблема приватизационного процесса в России состояла в том, что произошла подмена цели реформ. Вместо структурных преобразований, повышения эффективности организации экономики и производства на первый план вышло создание нового класса собственников, в первую очередь крупных. В значительной степени этот приоритет был обусловлен не экономическими, а политико-идеологическими причинами – желанием сделать переход к рыночной капиталистической экономике абсолютно необратимым, создав мощную социальную опору изменений.

Но подмена экономических задач политико-идеологическими привела к сращиванию власти и собственности, формированию т. н. олигархов (как бизнесменов, способных оказывать мощное воздействие на политические решения, которые являются основой их благосостояния), разложению власти и коррупции на всех ее уровнях, включая высшие. Эти факторы обусловили низкую эффективность российской экономики, в том числе значительной доли частных компаний.

Не менее фундаментальной проблемой стало то, что в результате массированных нарушений закона и зачастую силового раздела и передела государственной собственности приватизация оказалась в значительной степени нелегитимной в глазах общества и власти. Это касается и тех случаев, когда формально действовавшее на момент сделок законодательство соблюдалось (или, по крайней мере, не удалось доказать обратное), как в случае с залоговыми аукционами. Сами действовавшие в тот период законодательные нормы воспринимаются (и не без оснований) как результат лоббизма соответствующих групп и как нарушение основополагающих принципов права и справедливости. В 2000 гг. по сравнению с 1990 гг. актуальность проблемы спала, и тема пересмотра итогов приватизации исчезла с политической повестки дня, но в глазах власти и большей части общества легитимность собственности,

особенно крупной, остается сомнительной. Возможность силового передела «неправильно» нажитой собственности остается значимой проблемой, причем она касается не только собственности, возникшей в результате приватизации советских активов, но и распространяется на действительно созданные «с нуля» активы.

Наконец, в результате приватизации сложилась устойчивая ситуация, когда участие в перераспределении финансовых потоков, активов и собственности оказывается выгоднее вложений в реальное производство и развитие. «Инвестиции в перераспределительную активность» стали значимым фактором в экономике, и сложился целый слой специализирующихся на этом бизнесменов, как правило связанных с бюрократией и правоохранительными органами. Задачи строительства и созидания на длительное время были подменены задачами раздела и передела существующих активов.

Таким образом, приватизация только частично решила те задачи, которые перед ней ставились, как политические, так и экономические. С точки зрения состояния институтов Россия не была готова к столь стремительной и масштабной приватизации, что обусловило хаос и многочисленные долгосрочные негативные последствия тех форм, в которых она проводилась. Возможно, ставка на «выращивание» частной собственности, а не формирование ее путем раздела, более медленная и упорядоченная приватизация, особенно в части крупнейших компаний, обеспечила бы к настоящему времени большую легитимность собственности, меньший уровень коррупции, лучшие перспективы для развития страны. Но возможность реализации такого сценария в 1990-е гг. не очевидна по политическим причинам.

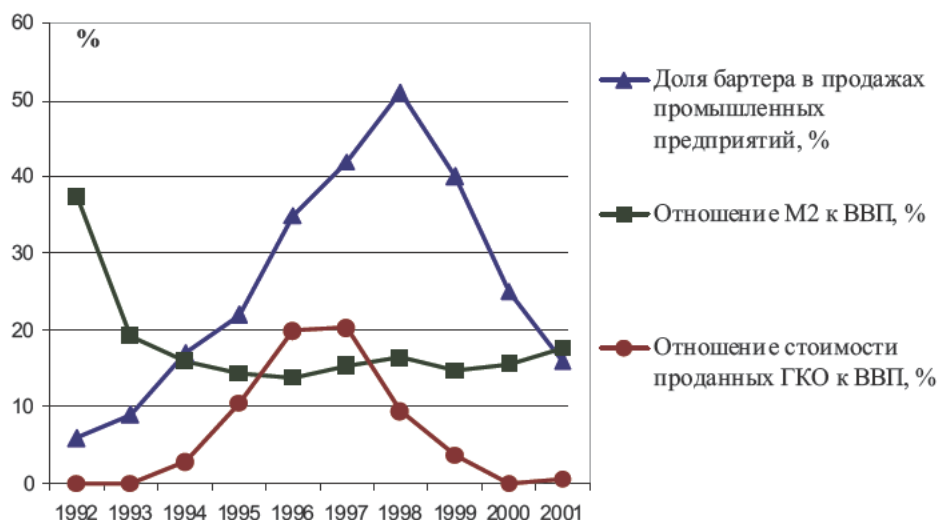
3.2.4. Макроэкономическая стабилизация и проблема неплатежей

В 1990-х гг. в России имел место тяжелейший долговой кризис. Хаос в финансовой сфере привел к массовым неплатежам, снижению монетизации ВВП и формированию «безденежной экономики», что стало одним из важных факторов спада промышленного производства.

Развал финансовой системы в начале 1990-х гг., вызванный потерей баланса между финансовыми обязательствами бюджета и его доходами, а также между доходами граждан и объемом потребительских благ при фиксированных ценах, привел после либерализации цен к высокой инфляции. В результате потребовались денежно-кредитная стабилизация, сокращение прямых субсидий и прямого кредитования Центральным банком бюджета и предприятий – иными словами, введение жестких бюджетных ограничений. Но в результате попытки проведения жесткой денежно-кредитной политики и демонетизации экономики возникла си-

стема бартера, взаимозачетов и неплатежей. Этот неожиданный результат привел к постоянным колебаниям государственной политики между необходимостью финансовой стабилизации, с одной стороны, и решению проблем предприятий, парализованных долговым кризисом, – с другой. При этом инфляция в России носила в значительной степени немонетарный характер, и в результате усилия по ее подавлению монетарными методами оказывались малоэффективными.

Доля неденежных доходов в промышленном секторе возросла с менее чем 10 % в 1992 г. до приблизительно 50 % в 1998 г. (рис. 3.14), в то время как просроченная кредиторская задолженность предприятий выросла с 20 % до почти 50 % ВВП. Неплатежи имели место и до реформ, но они устранялись централизованно, через проведение взаимозачетов и субсидий и не привлекали к себе внимания. После либерализации цен они приняли массированный характер и стали макроэкономической проблемой. Монетизация ВВП к 1996 г. упала до 10–12 % (в 1991 г. – 70 %).



Источник: Элементы теории реформ /В.М. Полтерович. М.: Экономика, 2007. С. 129.

Рис. 3.14. Динамика долгового кризиса в России в 1992–2001 гг.

Бартер и неплатежи были широко распространены как среди государственных, так и среди приватизированных предприятий, а также в большинстве подсекторов промышленности и строительства. Особенно высокая доля так называемых неденежных поступлений была у государственных предприятий коммунального обслуживания, а региональные органы управления собирали немалую часть своих налогов в натуральной форме.

В 1992-1994 гг. предприятия использовали льготные кредиты Центрального банка России для погашения своих долгов перед поставщиками и налоговыми органами. Значительная часть этих кредитов так и не была возвращена, а реальная стоимость невыплаченной части остальных займов многократно снизилась в условиях гиперинфляции. Под давлением МВФ и реформаторского крыла правительства в 1994-1995 гг. кредитно-денежная политика была ужесточена. Предприятия лишились легкодоступного источника бесплатного финансирования. Поставщики продолжали поставки клиентам-неплательщикам в расчете на то, что последние вновь получают от ЦБ России льготные кредиты на погашение их долгов.

Сложившаяся ситуация также негативно сказывалась на уровне сбора налогов: субъекты экономической деятельности откладывали уплату налогов на потом в расчете выплатить налоговую задолженность из тех средств, которые им предоставит Центральный банк. Однако Центральный банк окончательно прекратил выдачу подобного рода кредитов.

Прямое субсидирование и прямые кредиты для промышленных предприятий были ликвидированы, но на смену им пришли скрытые субсидии в виде налоговых зачетов и не платежей. Темпы инфляции были снижены, но постоянный налогово-бюджетный дисбаланс заставил банки заниматься финансированием правительства, а не предприятий. Вызванный непродуманными действиями платежный кризис и неспособность государства обеспечить нормальное поступление налогов подорвали доходную базу бюджета. Масштабы хронического бюджетного дефицита и переход к финансированию его за счет выпуска ГКО и других государственных ценных бумаг привели к резкому ускорению роста государственного внутреннего долга и стоимости его обслуживания.

Несовершенная налоговая политика, монополистическое ценообразование, «прокрутка» денег финансовыми организациями нарушили процесс налогово-бюджетной стабилизации и экономического роста. Обесценивание сбережений, снижение доходов основного внутреннего потребителя, искусственная нехватка оборотных средств у предприятий привели к резкому сокращению внутреннего платежеспособного спроса.

Нехватка ликвидности и хронические не платежи вызвали широкую эмиссию денежных суррогатов, причем участие в этой эмиссии приняли как государство в лице Минфина, так и местные власти, а также коммерческие банки.²⁴

²⁴ Имеются в виду казначейские обязательства Минфина, векселя областных администраций, банковские векселя, выпущенные коммерческими банками. Каждая из этих форм денежных суррогатов оказала специфическое влияние на товарооборот и состояние платежей в народном хозяйстве. Казначейские обязательства Минфина, основным обеспечением которых служит освобождение от налогов, как показала практика их обращения, способствовали разрастанию бюджетного кризиса, сокращению реальных поступлений денег в бюджет, росту задолженности бюджета перед получателями бюджетных средств, что генерирует дальнейшие витки не платежей. Аналогичное воздействие на поступления в местные бюджеты оказывала широкая эмиссия векселей областных администраций.

Правительство РФ неоднократно пыталось решить проблему неплатежей.²⁵ Однако принятые меры не принесли существенного улучшения.

Особую роль неплатежи играли во взаимоотношениях ТЭК и экономики. Одной из главных форм скрытого финансирования экономики со стороны ТЭК были неплатежи, имевшие огромные масштабы, особенно в газовой отрасли и электроэнергетике. Они либо не погашались, либо погашались с таким запозданием, что средства успевали обесцениться из-за инфляции. Именно в этом была одна из важнейших причин опережающего по сравнению с промышленностью в целом роста цен на продукцию предприятий ТЭК в середине 1990-х гг., о чем уже говорилось в предыдущих разделах. В советский период одним из основных принципов планового хозяйства было поддержание низких цен в топливно-энергетическом комплексе, транспорте и связи относительно цен в обрабатывающей промышленности. В результате происходило дотирование обрабатывающей промышленности, выравнивание уровней рентабельности и себестоимости по народному хозяйству.

Как указывалось выше, в процессе реформ резко изменились ценовые пропорции. Особенно резким был рост внутренних цен на продукцию естественных монополий, прежде всего на электроэнергию, нефть и нефтепродукты, газ, услуги связи, транспортных тарифов. В среднем темпы роста внутренних цен на продукцию естественных монополий в годы реформ в 3 раза превысили рост цен на все другие виды продукции в стране.

Началась волна неплатежей в адрес ТЭК со стороны предприятий всех других секторов экономики. По подсчетам экспертов Всемирного банка в 1993–1997 гг. неоплаченные поставки природного газа и электроэнергии ежегодно составляли около 4 % ВВП. Доля неденежных расчетов в промышленности колебалась в диапазоне между 20 и 50 %, а в энергетических отраслях – 70 %. В связи с этим у энергетических корпораций (ОАО «Газпром» и РАО «ЕЭС России») накопились большие суммы задолженностей по налоговым платежам.

При этом государство, требуя от естественных монополий и предприятий ТЭК «живых денег», само не расплачивалось с ними за товарные поставки. Бюджетные организации оплачивали в среднем 10 % поставок со стороны ТЭК, региональные – 50 %. На 1 августа 1998 г. почти 60 % совокупной задолженности бюджета перед ТЭК составлял долг Газпрому и предприятиям электроэнергетики (соответственно 27 и 31 %). Просроченная задолженность федеральных и региональных властей составляла 23,3 % совокупной просроченной дебиторской задолженности перед сектором электроэнергетики и 15 % – перед ОАО «Газпром». Положение в этой сфере нормализовалось только в 1999 г.,

²⁵ Речь идет о налоговой амнистии 1993 г., взаимозачетах, проведенных в течение 1993–1994 гг., об инструкции 1994 г. «О списании недоимок по налогам и другим обязательным сборам с валютных счетов предприятий», о выпуске в 1994 г. казначейских обязательств (КО) в качестве платежного средства в отношениях между предприятиями и бюджетом, о решении Правительства РФ 1996 года об отсрочке погашения задолженности предприятий перед федеральным бюджетом и пр.

когда были приняты поправки к Закону «О бюджетной классификации», согласно которым оплата услуг и товаров ТЭК проводилась отдельной строкой, а не по «остаточному принципу».

Только с конца 1999 г. – начала 2000 г. с выправлением экономической ситуации в стране появились первые признаки уменьшения объемов неплатежей и снижения доли бартера. Согласно данным Госкомстата РФ в промышленности денежная составляющая расчетов возросла с 46,6 % в декабре 1999 г. до 67 % в феврале 2000 года. Размер неплатежей в экономике России (общей просроченной задолженности предприятий всем видам кредиторов, включая банки) к началу 2000 г. составлял примерно 30 % ВВП. К 2002-2003 гг. в результате улучшения экономической ситуации и развития финансовой системы проблема неплатежей была преодолена, хотя полностью не исчезла.

Время показало, что избранная в начале 1990-х гг. стратегия реформ не была приспособлена для реального состояния национальной экономики.

Неуправляемая либерализация цен, проведенная одновременно с либерализацией внешнеэкономической деятельности, привела к шоковой инфляции и резкому изменению ценовых пропорций. Кроме того, важную роль сыграла недостаточность усилий по обеспечению контрактного права и созданию институтов, обеспечивающих работу рынков. Созданный экономический хаос привел к крайне разрушительным последствиям, особенно для высокотехнологичных секторов экономики.

Исключительно быстрое проведение приватизации в условиях слабости законодательства стало базой для непрерывного передела собственности и роста организованной преступности. Приватизация по принципу «все раздать и все будет эффективно» не привела к ожидаемому росту эффективности. Государство недооценило фактор искусства управления и переоценило фактор собственности, что привело к быстрому формированию олигархического капитала при сохранении низкой эффективности экономики и производства.

В результате значительные ресурсы (финансовые, человеческие, организационные) были перенаправлены с производственной деятельности на процесс передела собственности, который к тому же способствовал дезорганизации экономики.

Наконец, фактический отказ на первом этапе реформ от предоставления компенсации проигравшим отраслям, регионам и группам населения привел, с одной стороны, к разрушению производственного и человеческого потенциала этих отраслей, регионов и групп, а с другой стороны – к резкому росту сопротивления экономическим реформам.

3.3. Реформирование ТЭК как интегральная часть общего процесса экономических реформ

Реформирование топливно-энергетического комплекса, с одной стороны, было интегральной частью экономических реформ в целом, а с другой – имело значительные особенности. В ТЭК, как и в других отраслях экономики, происходили процессы либерализации цен и внешнеэкономической деятельности, приватизация, на него оказывала воздействие макроэкономическая политика, институциональные преобразования и динамика спроса со стороны экономики.

Тем не менее важной особенностью ТЭК, отличавшей его от абсолютного большинства других отраслей, было наличие достаточно внятной и конкретной концепции реформ. ТЭК (особенно нефтегазовая промышленность), наряду с военно-промышленным комплексом, концентрировал наибольший организационный и кадровый потенциал советской системы, но в отличие от ВПК сумел составить концепцию самореформирования. Ряд ведущих представителей отрасли, включая и некоторых из авторов настоящей книги, сформулировал для руководства страны предложения по основным задачам и направлениям реформ. Несмотря на то что эти предложения были реализованы только частично под воздействием политической конъюнктуры, они сыграли важную роль, позволив заблаговременно и достаточно подробно проработать принципы работы ТЭК в рыночных условиях, многие вопросы, касающиеся организационной структуры отрасли, и разработать соответствующие нормативно-правовые акты. Это стало одной из причин (хотя, разумеется, не единственной), позволившей пройти кризисный период 1990-х гг. с меньшими потерями, чем в других секторах экономики, а также получить значимый экономический эффект в 2000-е годы.

3.3.1. Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях

Структурные реформы в топливно-энергетическом комплексе в конце 1980-х – начале 1990-х гг. были неизбежны и необходимы. Для повышения экономической эффективности работы ТЭК, мобилизации дополнительных ресурсов и инициативы требовались создание конкуренции и развитие форм собственности, альтернативных государственной, а также новых видов компаний, опирающихся на принципиально иные формы управления.

Проблема состояла в том, с какой скоростью переходить от государственной монополии к конкурентному рынку, сколько конкурирующих субъектов создавать, с какой скоростью и какие именно формы собственности создавать, как регулировать их работу.

Говоря о реформах в ТЭК, следует отметить несколько принципиальных обстоятельств. Во-первых, фактическое реформирование комплекса и отход от советской плановой системы начался не в 1991-1992 гг., а существенно раньше – с принятием в 1987 г. Закона «О государственном предприятии (объединении)» и его последующих редакций. В топливно-энергетическом комплексе закон сыграл преимущественно негативную роль, поскольку передача полномочий на уровень отдельных предприятий привела к дезорганизации работы ТЭК, который в силу непрерывности производственных цепочек и необходимости концентрации инвестиционных ресурсов нуждался в вертикальной интеграции и крупных компаниях. Это коснулось в первую очередь нефтяной и угольной промышленности.

Во-вторых, необходимо различать структурные реформы, направленные на изменение организации отраслей, и приватизацию как передачу государственного имущества в частные руки. В ТЭК, как и в экономике в целом, произошла подмена цели – вместо повышения эффективности на первый план быстро вышла приватизация. При этом массированная приватизация оказалась в ряде отношений неэффективной.

В-третьих, масштаб и сложность ТЭК делали крайне острой проблему качества управления государственными предприятиями. В конце 1980-х – начале 1990-х гг. плановая система, обеспечивавшая такое управление, была разрушена, а новая не была создана. Это стало одним из важнейших оправданий приватизации. Между тем более эффективный путь состоял в радикальном укреплении государственного управления и последующей постепенной приватизацией крупнейших компаний ТЭК, причем каждая такая сделка должна носить уникальный характер и сопровождаться особыми условиями. К сожалению, в России в отличие от стран Восточной Европы и от Китая экономические реформы сопровождались коллапсом государственных институтов, и это важнейшее отличие привело к радикальным различиям в результатах.

По-видимому, эволюционный путь преобразований в ТЭК с замедленной приватизацией, сохранением крупных производственных объединений, «выращиванием» частных компаний за счет освоения новых месторождений (вместо раздела активов) был более перспективным, но по политическим причинам его реализовать не удалось. В конечном итоге ТЭК пришел к этому результату, но он мог бы быть получен без длительного периода дезорганизации и хаоса.

Правительство уделяло особое внимание топливно-энергетическому комплексу уже с 1992 г., после прихода на пост премьер-министра В. С. Черномырдина. Важное значение имела принятая Правительством РФ в конце 1992 г. «Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях». Основные ее направления включали в себя разработку:

- энергетического законодательства, определяющего права собственности на энергетические ресурсы и распределение функций между центральными и региональными органами власти, предприятиями и организациями;
- стратегии технического развития страны с ее конкретизацией в виде программ

энергосбережения регионов, развития топливных баз и энергетических комплексов;

- системы цен, налогов, рентных платежей, обеспечивающих реализацию выбранной стратегии развития энергетики через действие рыночных сил;
- системы государственного регулирования энергетических рынков.

На основе анализа текущего состояния отраслей топливно-энергетического комплекса как основной составной части экономики страны в Концепции были намечены следующие этапы энергетической политики предстоящего периода:

- ✓ первый этап (1992-1993 гг.) – обеспечение финансовой стабилизации, повышение эффективности деятельности топливно-энергетических отраслей и преодоление энергетического кризиса с помощью экстренных антикризисных мер;
- ✓ второй этап (1993-1997 гг.) – формирование основ энергетического рынка и субъектов рыночных отношений, основных законодательных, экономических и организационных механизмов адаптации ТЭК к рыночным отношениям;
- ✓ на третьем этапе после 1997 г. предполагалось создание и функционирование устойчивой структуры топливно-энергетического комплекса.

Для вывода энергетики из кризиса и решения поставленных задач в Концепции предлагалось осуществить целый комплекс экономических и административных мер по преодолению энергетического кризиса, включая сокращение прямого контроля над ценами, защиту потребителей от монополизма производителей, проведение реформы ценообразования на энергоресурсы с учетом затрат на транспорт топлива, таможенных пошлин и налогов. При этом с учетом неконвертируемости рубля предлагались следующие меры государственного воздействия:

- государственное регулирование (повышение) цен на энергоресурсы для обеспечения окупаемости и самофинансирования предприятий ТЭК;
- выделение дотаций для поддержки предприятий угольной промышленности;
- создание централизованного внебюджетного фонда инвестиций для реализации неотложных мер по энергосбережению и реконструкции топливно-энергетических отраслей, предотвращения распада энергостроительного комплекса;
- повышение управляемости отраслей топливно-энергетического комплекса, его объединений и предприятий;
- совершенствование структуры доходной части бюджета за счет изъятия сверхприбыли (выше рентабельности 30-35 %) предприятий топливно-энергетического комплекса независимо от формы собственности через прогрессивный налог на прибыль.

В целом, как уже отмечалось, структурные реформы в отраслях ТЭК были проработаны более полно, чем в других отраслях. Кроме Концепции энергетической политики России в новых экономических условиях к таким проработкам можно отнести Концепцию по приватизации и реформированию предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации (июнь 1992 г.), Концепцию управления нефтяной промышленностью России (апрель 1995 г.), а также принятые на их основе нормативно-правовые акты, включая ФЗ № 2395-1 «О недрах» от 21 февраля 1992 г. и др.²⁶

²⁶ Подробнее см. подразделы 3.3.3 и 3.3.4.

В этих материалах, в частности, задача по созданию предпосылок для формирования субъектов энергетического рынка не сводилась к организации из предприятий ТЭК акционерных компаний со значительным государственным пакетом акций. Необходимо было также прикладывать усилия к регулированию энергетических рынков. Важным аспектом экономической политики того времени являлась политика в отношении естественных монополий, к которым относились:

- ✓ передача электроэнергии по сетям и местное распределение электроэнергии;
- ✓ эксплуатация теплоснабжения, водоснабжения и канализации;
- ✓ эксплуатация магистральных газопроводов и местное распределение газа;
- ✓ эксплуатация магистральных нефтепроводов;
- ✓ осуществление железнодорожных перевозок.²⁷

В 1995 г. началось создание федеральных органов исполнительной власти для регулирования деятельности естественных монополий с обеспечением независимости их работы, в том числе Федеральной и региональных энергетических комиссий. Правительство ставило следующие задачи:

- дерегулирование видов деятельности, не относящихся к числу естественно-монопольных, формирование конкурентных рынков этих видов услуг;
- выделение, исходя из экономической целесообразности, самостоятельных предприятий из субъектов естественных монополий;
- совершенствование системы регулирования в сфере естественных монополий, в том числе ценового;
- организация контроля над финансовыми потоками субъектов хозяйственной деятельности в сфере естественных монополий;
- регулирование инвестиционных программ субъектов естественных монополий в соответствии с действующим законодательством;
- поэтапное прекращение практики перекрестного субсидирования различных групп потребителей при одновременной адресной поддержке социально незащищенных групп населения;
- придание рынкам в сфере деятельности естественных монополий организованного характера за счет углубления правовой регламентации взаимоотношений между их участниками, публичности цен (тарифов) и правил их определения, введения единых правил «доступа к сети» на недискриминационной основе;
- формирование организационно-правовой базы регулирования субъектов естественных монополий на региональном уровне, разделение компетенции между федеральными и региональными органами регулирования;
- определение особенностей дальнейшей приватизации в отраслях естественных монополий.

²⁷ Само понятие «естественной монополии» представляется не бесспорным: в мировой практике существуют примеры, когда эти отрасли не являются монопольными и государственными. Однако, по-видимому, в российских условиях на данном этапе экономического развития приведенный выше список так называемых естественно-монопольных видов деятельности оптимален: в этих отраслях организация конкурентного рынка действительно нецелесообразна, хотя иногда и возможна.

Вместе с тем, к сожалению, указанные задачи в значительной степени так и не были решены, и проблема монополизма остается весьма актуальной и сегодня.

Наряду с регулированием деятельности естественных монополий правительство добилось создания вертикально интегрированных структур, объединяющих предприятия разных отраслей как внутри комплекса (нефтегазовые, газо-энергетические, угольно-энергетические), так и вне него (угольно-металлургические, нефтегазохимические).

В отношении предприятий электроэнергетики (как и газовой промышленности) в начале 1990-х гг. был принят курс на сохранение их в виде федеральных акционерных компаний, владеющих межрегиональными транспортными связями (магистральными линиями электропередачи, магистральными газопроводами). В результате проведения акционирования и частичной приватизации электроэнергетики и газовой промышленности государство резко сократило свои управленческие функции в этих отраслях, передав их соответственно отраслевым холдингам РАО «ЕЭС России» и РАО «Газпром», сохранив за собой лишь возможности участия в акционерном управлении этими компаниями. Для представления интересов государства в РАО «ЕЭС России» и РАО «Газпром» были сформированы институты представителей государства в этих акционерных обществах – коллегии представителей государства в совете директоров. При этом атомная энергетика осталась самостоятельной отраслью в составе Министерства атомной промышленности, а в 2000-е гг. были созданы специализированные государственные компании.

3.3.2. Реформирование электроэнергетики: «странный» рынок

Специфика реформы электроэнергетики определялась особенностями системы электроснабжения страны с неравномерным размещением генерирующих мощностей и зависимостью большинства российских регионов от межсистемных потоков электроэнергии и мощности.

При отсутствии отлаженной системы межрегиональной оптовой торговли электроэнергией и неготовности федеральных органов власти осуществлять эффективное регулирование рынка межсистемных потоков такая неравномерность могла привести к монополизму энергоизбыточных регионов и дезорганизации межсистемных потоков.

Способами сохранения работоспособности отрасли в этих условиях стали сосредоточение всех отраслевых управленческих функций в рамках единой холдинговой компании и вывод крупнейших генерирующих мощностей и межсистемных сетей из состава региональных энергоснабжающих организаций.

Акционирование и частичная приватизация предприятий в российской электроэнергетике начались в 1992 году. До начала реализации планов по акционированию была проведена предварительная реструктуризация этой отрасли. Для поддержания надежности электроснабжения, сохранения централизованного управления режимами создаваемого оптового рынка электроэнергии и преимуществ совместной работы в составе ЕЭС и ОЭС страны в декабре 1992 г. на основании указов Президента РФ № 922, 923, 1334 было создано Российское акционерное общество (РАО) энергетики и электрификации «ЕЭС России».

В составе РАО «ЕЭС России» предполагалось сосредоточить отраслевые объекты межсистемного значения: все крупные тепловые (мощностью от 1000 МВт и выше) и гидравлические станции (мощностью от 300 МВт и выше), имеющие общую мощность 95000 МВт, системообразующую высоковольтную сеть, а также центральное и объединенные диспетчерские управления и другие отраслевые предприятия и организации. Все эти структурные подразделения становились дочерними компаниями с передачей РАО «ЕЭС России» 100 % их акционерного капитала. Кроме того, в уставной капитал создаваемого РАО передавалось 49 % акций каждого из региональных акционерных обществ энергетики и электрификации (АО-энерго), создаваемых на базе имущества бывших региональных производственных объединений энергетики и электрификации, после изъятия из состава крупных станций и сетевых объектов. Для сохранения государственного контроля над отраслью государство закрепило за собой контрольный пакет обыкновенных акций РАО «ЕЭС России».

В действительности первоначальный план реструктуризации электроэнергетики не был полностью реализован. В результате компромиссов, достигнутых в ходе сложных переговоров с администрациями субъектов РФ, РАО получило в собственность только 32 из 51 электростанции, которые первоначально предполагалось включить в него. В десяти из этих АО-электростанциях РАО «ЕЭС России» на правах собственности принадлежало 100 % акций, в 16 – от 51 до 100 %, в 6 – менее 51 %.

В активы РАО «ЕЭС России» было также включено имущество 10 электростанций, в том числе 3 филиалов Общества и 7 электростанций, переданных в аренду региональным АО-энерго, которые самостоятельно управляли их работой, выплачивая РАО арендную плату. По другим электростанциям, оставшимся и акционировавшимся в составе региональных энергосистем, были найдены компромиссные решения, предусматривавшие, как правило, передачу РАО более 49 % акций региональных энергосистем.

Важнейшей задачей РАО «ЕЭС России» стала поэтапная организация федерального оптового рынка электрической энергии и мощности (ФОРЭМ), работающего на конкурентных принципах. Таким образом, в итоге первоначальной реструктуризации и частичной приватизации российской электроэнергетики были получены следующие результаты:

- отрасль утратила прежнюю вертикально интегрированную структуру, произошло частичное организационное разделение видов хозяйственной деятельности по производству – межсистемной передаче – распределению электроэнергии;
- была создана контролируемая государством холдинговая структура управления собственностью акционерных предприятий электроэнергетики, объединяемых РАО «ЕЭС России», холдинг охватывал около 70 % генерирующих мощностей, почти все системообразующие и до 90 % остальных электрических сетей (напряжением свыше 35 кВ);
- несмотря на распад ЕЭС СССР на национальные энергосистемы, в России удалось сохранить принципы и методы работы прежней иерархической системы производственно-технологического управления режимами работы Единой электроэнергетической системы;
- перевод в режим оптовой торговли крупнейших генерирующих мощностей страны, вывод этих мощностей и межсистемных сетей из состава региональных энергоснабжающих организаций позволили упорядочить процесс межрегиональной оптовой торговли электроэнергией путем создания федерального оптового рынка электрической энергии и мощности (ФОРЭМ);
- в состав АО-энерго вошли сети регионального уровня и сбытовые компании, при этом АО-энерго оставались локальными монополистами в пределах соответствующих субъектов Федерации.

Частично реформированная холдинговая структура решила главную задачу отрасли в условиях перехода от централизованного планирования к рыночным отношениям: она обеспечила устойчивое и достаточно надежное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией в условиях практически полного отказа от государственного финансирования и высокой инфляции, сменившейся острым кризисом неплатежей. Одновременно такая организация электроэнергетики содействовала интеграции регионов страны и социальной поддержке населения. Были сохранены технологические основы и созданы благоприятные структурные предпосылки для развития конкурентного федерального оптового рынка электроэнергии.

Для обеспечения безопасности и эффективности эксплуатации, модернизации и развития атомных электростанций был создан государственный концерн «Росэнергоатом». Все атомные электростанции с общей установленной мощностью 24 000 мВт и концерн «Росэнергоатом» были оставлены в государственной собственности.

Вместе с тем следует отметить, что на начальном этапе (до 2000 г.) реформирования энергетики сохранялся ряд нерешенных вопросов. В частности, проведенная реструктуризация электроэнергетики привела к замедлению процессов развития конкуренции, что не позволило реализовать экономические преимущества ФОРЭМ. В результате созданная система оптовой торговли осталась полностью регулируемой ФЭК России, которая устанавливала индивидуальные тарифы для каждой электростанции ФОРЭМ с учетом ее потребности в покрытии планируемых затрат и получении прибыли, а также тарифы на поставки электроэнергии с ФОРЭМ. В пределах каждого периода регули-

рования тарифы оставались неизменными и не отражали изменений текущих условий производства и спроса на электроэнергию.

Масштабы оптовой торговли на ФОРЭМ оставались довольно ограниченными. Доля поставок электроэнергии с ФОРЭМ в общем потреблении электроэнергии колебалась от 18–19 % в энергозонах Урала и Сибири до 48–50 % в энергозонах Центра и Северо-Запада. Попытки расширения состава участников ФОРЭМ за счет крупных потребителей электрической энергии натолкнулись на серьезное противодействие регионов, поскольку при существовавших больших масштабах перекрестного субсидирования уход на ФОРЭМ крупного потребителя вел к существенному росту тарифов для остальных потребителей регионального АО-энерго.

Экономические противоречия между участниками оптового рынка при отсутствии четких правил работы ФОРЭМ и низкой диспетчерской дисциплины его участников, дефицит топлива на электростанциях, обусловленный неплатежами, привели к существенным отклонениям от общепризнанных в мире принципов экономического распределения нагрузки, к увеличению удельных расходов топлива. В условиях избытка генерирующих мощностей вместо отбора лучших мощностей и вывода из эксплуатации неэффективных мощностей произошло нерациональное распределение нагрузки между всеми производителями электроэнергии.

Ценовое регулирование электроэнергетики, основанное на чисто затратных принципах (при ограниченных возможностях ФЭК России и региональных энергетических комиссий по проверке этих затрат), не стимулировало к эффективной работе предприятия отрасли, а возникающие в связи с этим дополнительные затраты перекладывались на потребителей электроэнергии.

Система ценообразования на ФОРЭМ, предусматривавшая использование индивидуальных двухставочных тарифов для каждой электростанции ФОРЭМ и усредненных в пределах каждой энергозоны ФОРЭМ одноставочных отпускных тарифов, не обеспечивала правильных ценовых сигналов региональным АО-энерго – покупателям ФОРЭМ – для загрузки собственных генерирующих мощностей.

Особая проблема была связана с обеспечением финансирования инвестиционных проектов в электроэнергетике, имевших важное значение для обеспечения надежной работы системы. Постановлением Правительства Российской Федерации № 48 от 29 января 1992 г. для финансирования капиталовложений в электроэнергетику было разрешено образование целевых инвестиционных фондов, расходы из которых относились на себестоимость продукции (услуг). С незначительными изменениями этот порядок финансирования был сохранен до конца 1996 года. Источником средств для формирования инвестиционных фондов в региональных обществах энергетики и электрификации (АО-энерго) стали отчисления по нормативу от себестоимости продукции, а в РАО «ЕЭС России» – инвестиционная составляющая платы за услуги по организации Единой электроэнергетической системы России.

Данный механизм финансирования инвестиций был введен временно для завершения уже начатых инвестиционных проектов, находящихся в высокой степени готовности, в условиях сложного переходного периода с чрезвычай-

но высоким уровнем инфляции, незавершенным процессом формирования корпоративных акционерных структур в отрасли и отсутствием механизмов привлечения капитала из внешних источников. В течение 1993-1995 гг. РАО «ЕЭС России» и АО-энерго собрали в инвестиционных фондах средства, составляющие в долларовом эквиваленте порядка 5,3 млрд долл., а общий объем инвестиционных ресурсов, полученный электроэнергетикой из всех источников, составил более 12,7 млрд долл., что было неплохим результатом на фоне общего спада инвестиционной активности в экономике России.

Вместе с тем использование этого механизма «принудительного» финансирования инвестиций имело и свои серьезные негативные последствия. Из-за отсутствия должного контроля со стороны государства не было обеспечено использование инвестиционных средств предприятиями отрасли рациональным образом и только по прямому назначению. Существенно замедлились темпы ввода новых объектов, увеличились показатели удельной стоимости вводимых мощностей, заметно превысив аналогичные показатели, известные в мировой практике.

Руководство отрасли стало использовать этот временный инвестиционный механизм и как средство финансирования новых объектов, лоббируя в Правительстве России его пролонгацию на последующие годы. Использование данного механизма давало возможность аккумулировать крупные средства через потребительские тарифы, не испытывая необходимости работы с потенциальными инвесторами, обеспечения инвестиционной привлекательности компаний и тщательного обоснования экономической эффективности новых проектов. При этом все инвестиционные риски перекладывались на потребителей электроэнергии. В результате неоправданно разросло число новых инвестиционных проектов, имеющих сомнительную эффективность и не обеспеченных финансовыми источниками.

Отчисления в инвестиционные фонды, увеличивая уровень тарифов на электрическую и тепловую энергию, ухудшали ситуацию с платежами потребителей, что не позволяло в полной мере аккумулировать планируемые инвестиционные ресурсы. «Принудительное» финансирование электроэнергетики через регулируемые тарифы фактически являлось формой перераспределения ограниченных инвестиционных ресурсов в пользу электроэнергетики. Это сокращало инвестиционные возможности потребителей электроэнергии по реализации программ модернизации собственных производственных мощностей, повышающих их конкурентоспособность на российском и мировом рынках.

В целом создание общепромышленной холдинговой компании РАО «ЕЭС России» позволило при распаде ЕЭС СССР на национальные энергосистемы сохранить в России принципы и методы ее работы, и оно было вполне оправданным. Однако созданный электроэнергетический рынок отличался большими искажениями. В результате в 2000-е гг. электроэнергетика в отличие от других отраслей ТЭК подверглась кардинальному реформированию, причем направлением стала не консолидация, а дальнейшая дезинтеграция отрасли, что, по видимому, не было оправдано.

3.3.3. Реформирование газовой промышленности

Газовая промышленность была, пожалуй, самой эффективной и успешной среди отраслей ТЭК СССР к началу кардинальных реформ. Это обстоятельство, наряду с ее огромным народно-хозяйственным значением и наличием Единой системы газоснабжения как инфраструктурной основы естественной монополии, стало предпосылкой сохранения единого производственного комплекса в лице Газпрома, хотя появились и другие газовые компании.

Отправной точкой при рассмотрении динамики институциональных преобразований в газовой отрасли является создание в 1989 г. на основе Министерства газовой промышленности государственного газового концерна (ГГК) «Газпром».

На первом этапе экономических реформ (начиная с 1987 г.) была предпринята попытка формирования на основе отдельных технологически связанных предприятий т. н. государственных концернов и межотраслевых научно-технических объединений. Основная цель реформы заключалась в преодолении т.н. ведомственности и разобщенности технологически связанных между собой предприятий. Однако создание ГГК «Газпром» не формировало никаких дополнительных производственно-технологических связей – иными словами, не способствовало решению задачи преодоления ведомственности и разобщенности. Главной причиной его создания и сохранения были особенности технологических активов (затруднявшие разделение отрасли на несколько компаний), а также консолидированная позиция лидеров отрасли во главе с В. С. Черномырдиным. Нельзя также не учитывать той роли, которую газовый сектор играл в энергетике страны, а также в выполнении внешнеэкономических обязательств СССР.

Газовая промышленность в СССР развивалась очень высокими темпами. За 50 лет (с 1940 по 1990 г.) объем добычи газа в стране увеличился в 270 раз (до 815 млрд куб. м), его доля в общем производстве топливно-энергетических ресурсов Союза возросла с 1 до 40 %. Преобразование Мингазпрома СССР в ГГК «Газпром» должно было создать дополнительные стимулы для сохранения достигнутых темпов роста в условиях перестройки и перехода предприятий на полный хозрасчет. В результате этого решения газовая отрасль получила возможность лучше других отраслей ТЭК подготовиться к работе в рыночных условиях, поскольку взаимоотношения между концерном и входящими в него предприятиями, в соответствии с уставом концерна, устанавливалось на договорной основе.²⁸

В новой России газовая отрасль также первой среди других отраслей ТЭК встала на путь акционирования и приватизации. В соответствии с Указом

²⁸ ГГК «Газпром» и входящие в его состав предприятия имели статус отдельных юридических лиц.

Президента Российской Федерации № 1333 «О преобразовании Государственного газового концерна «Газпром» в Российское акционерное общество «Газпром» от 5 ноября 1992 г. и Постановлением Совета Министров РФ № 138 от 17 февраля 1993 г. на базе ГГК «Газпром» создается Российское акционерное общество «Газпром» (РАО «Газпром»). При подготовке этих документов их авторам удалось доказать руководству страны и реформаторскому крылу в ее правительстве уникальность отрасли, которая с самого начала развивалась как единый технологический и организационно-экономический механизм.

Необходимость реформирования газовой отрасли впервые была сформулирована в Концепции энергетической политики России в новых экономических условиях, одобренной Правительством России в сентябре 1992 года.²⁹

В частности, в Концепции отмечалось, что Единая газоснабжающая система должна стать федеральной акционерной компанией, владеющей магистральными газопроводами. Эта же компания должна владеть пакетами акций газодобывающих и перерабатывающих предприятий. По мере развития рыночных отношений и совершенствования правовых механизмов доля государственной собственности в ТЭК (соответственно, и в федеральной газовой акционерной компании) может уменьшаться. Кроме того, в Концепции также подчеркивалось, что сердцевиной отрасли является Единая газотранспортная система, эффективное и надежное функционирование которой еще длительное время будет требовать централизованного управления. Тем не менее для повышения эффективности газовой промышленности потребуются экономически оправданная приватизация, в частности небольших газовых промыслов, местных систем газоснабжения, обслуживающих отрасль предприятий и т.д.

Единая система газоснабжения (ЕСГ), которая обеспечивает транспортировку практически всего газа, перемещаемого по территории страны, включая транзит, на протяжении последних 40 лет целенаправленно формировалась как единый технологический комплекс, включающий все этапы доведения газа от пласта до конечного потребителя. ЕСГ обеспечивает системную надежность газоснабжения, маневренные перетоки газа и позволяет осуществлять долгосрочное планирование очередности и сроков разработки месторождений и лицензионной деятельности. Кроме того, ЕСГ выполняет функции резервирования других топливно-энергетических систем страны. Оперативный режим изменения потоков газа позволяет увеличить его подачу тем потребителям, где происходят сбои с завозом угля и мазута, покрывать дефицит в топливе в коммунально-бытовом секторе и для отопления в период резких похолоданий, когда расход увеличивается на 35-40 млн куб. м газа на каждый градус снижения температуры наружного воздуха. Именно наличие ЕСГ позволило оптимизировать уровни добычи газа по регионам, рационально сформировать газотранспортные потоки и в конечном итоге обеспечить надежное и

²⁹ Подробнее о Концепции см. подраздел 3.3.1.

бесперебойное газоснабжение всех экономических районов СССР, а впоследствии России и СНГ, а также экспорт газа в крупных масштабах.

Поэтому в отношении РАО «Газпром» было принято решение о сохранении уникального производственно-хозяйственного комплекса – ГГК «Газпром» акционировался как единая вертикально интегрированная компания, объединившая в себе добычу, сбор, переработку, магистральный транспорт и хранение природного газа.

Вместе с тем ставилась задача по совершенствованию методики расчета регулируемых оптовых цен на газ, тарифов на транспортировку газа, ставок оплаты за доступ к газопроводам и условий доступа.³⁰ Был взят курс на разработку более эффективной системы ценообразования в газовой промышленности, основанной на территориальной дифференциации оптовых цен на газ с постепенным их приближением к экономически оправданным уровням.

Особым условием акционирования газовой отрасли явилось закрепление в федеральной собственности 40 % акций РАО «Газпром». Первоначально этот пакет был закреплен до конца 1996 г., но в сентябре 1996 г. срок был продлен до осени 1998 года.³¹ В ходе акционирования более миллиона российских граждан вложили в компанию 8,3 млн ваучеров.

В РАО «Газпром» вошли практически все территориальные подразделения государственного концерна «Газпром». Исключение составили два относительно небольших подразделения — «Норильскгазпром» и «Якутскгазпром», расположенные в изолированных районах севера Красноярского края и Якутии.

В состав РАО «Газпром» также вошли в качестве дочерних компаний многочисленные предприятия, занимающиеся производственной деятельностью в области геологоразведки и бурения скважин, обустройства газовых месторождений и стройиндустрии, снабжения и комплектациистроек, производства машин и оборудования, средств автоматики для нужд газовой промышленности и прочих видов деятельности. В РАО было передано Управление газового надзора России, осуществляющее контроль за технической безопасностью работ и эксплуатацией объектов в газовой промышленности.

РАО «Газпром» получило монопольные права на осуществление хозяйственной деятельности по экспортной торговле газом путем преобразования ВЭО «Газэкспорт» в ОАО «Газэкспорт» с 100 % участием РАО «Газпром».

³⁰ В п. 10. Указа № 1333 сказано: «Учитывая монопольное положение РАО «Газпром» на российском рынке газа, признать необходимым заключение им до 1 января 1993 г. производственного контракта с органами государственного управления, уполномоченными Правительством Российской Федерации. Предусмотреть в производственном контракте стратегические направления и государственные гарантии деятельности РАО «Газпром» на 1993-1995 годы, механизм регулирования цен на газ и другие условия, обеспечивающие стабильное хозяйствование и выполнение обязательств Общества перед государством».

³¹ Указом Президента Российской Федерации от 9 августа 1999 г. № 1020, 35% акций ОАО «Газпром» закреплены в федеральной собственности впредь до принятия в установленном порядке решения о прекращении их закрепления.

Взамен таких «привилегий» на РАО «Газпром» Указом Президента Российской Федерации № 1333 от 5 ноября 1992 г. (п. 2) была возложена ответственность за обеспечение надежного газоснабжения потребителей Российской Федерации, а также поставок газа за пределы России по межгосударственным и межправительственным соглашениям. Де-факто это означало сохранение низких цен на газ для внутреннего рынка и неотключение потребителей ни при каких условиях.³²

Дешевый природный газ и возможность (из-за практической безнаказанности) не платить за него дали дополнительные шансы уцелеть тысячам производственных предприятий и сохранить тепло в домах десятков миллионов россиян.³³ Так, уже к концу 1992 г. цены на промышленную продукцию выросли по сравнению с 1990 г. в 115 раз, тогда как цены на газ – только в 10 раз, к концу 1993 г. – соответственно в 1149 и 346 раз.³⁴

Подобная ситуация продолжалась и в последующие годы, поэтому к концу 1996 г., когда цены на промышленную продукцию по сравнению с 1990 г. выросли более чем в 14 тыс. раз, цены на газ увеличились лишь в 12,5 тыс. раз (для сравнения: цены на нефть и электроэнергию – почти в 15 тыс. раз). Однако этот процесс имел и «обратную сторону». Государственное регулирование цен на газ, в сочетании с их низким уровнем, при либерализации цен на внутреннем рынке и систематических неплатежах потребителей, а также налоговая система подорвали финансовую базу воспроизводственного процесса в отрасли. Все это подтверждает правильность принятых в начале 1990-х гг. решений о сохранении практически всей газовой отрасли страны в виде единой газовой компании.

³² Здесь необходимо отметить, что Федеральный закон «О естественных монополиях», в соответствии с которым государство должно регулировать деятельность РАО «Газпром», был принят лишь три года спустя (№ 147-ФЗ от 17 августа 1995 г.). До этого деятельность РАО «Газпром» корректировалась разрозненными нормативно-правовыми актами, к которым относятся, в частности: **Постановления Совета Министров** – Правительства РФ № 678 от 13 июля 1993 г. «О государственном регулировании цен на природный газ и другие энергоресурсы»; Правительства РФ № 96 от 10 февраля 1994 г. «О делегировании полномочий Правительства РФ по управлению и распоряжению объектами федеральной собственности»; № 739 от 19 июня 1994 г. «Об утверждении положения о Федеральной энергетической комиссии»; № 1445 от 30 декабря 1994 г. «Об утверждении правил поставки газа потребителям Российской Федерации»; № 208 от 28 февраля 1995 г. «О государственном регулировании цен на природный газ»;

Указы Президента России № 2213 от 26 декабря 1994 г. «Об упорядочении экспорта природного газа»; № 220 и № 221 от 28 февраля 1995 г. «О некоторых мерах по государственному регулированию естественных монополий в Российской Федерации» и «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен (тарифов)»;

Федеральный закон РФ № 60-ФЗ от 13 декабря 1994 г. «О поставках продукции для федеральных государственных нужд».

³³ Но дешевый природный газ и неплатежи заложили (уже тогда!) основу того инвестиционного дефицита в газовой отрасли, который был преодолен только в середине 2000-х годов. Как отмечали в этой связи ведущие российские специалисты еще в конце 1996 – начале 1997 гг., «стремясь к сегодняшней выгоде, надо соразмерять сегодняшние эффекты с тем, что страна приобретает и потеряет в будущем». К сожалению, проблема подобного соразмерения в части газовой промышленности не решена до сих пор

³⁴ Приведенные данные расходятся с оценками академика В. М. Полтеровича (см. подраздел 3.2.1), что обусловлено разной методикой счета и разной базой для оценок.

В ноябре 1995 г. Указом Президента России № 1194 от 29.11.1995 г. был образован и специальный регулирующий орган в сфере естественных монополий – Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации. В 1995 г. состоялось первое годовое Общее собрание акционеров РАО «Газпром», в результате которого был сформирован Совет директоров и избрана ревизионная комиссия. Протоколом годового собрания акционеров № 1 от 26.06.1998 г. РАО «Газпром» преобразовано в ОАО «Газпром».

Специфика реформирования газовой отрасли в России определялась еще и разными производственными структурами, в рамках которых развивались собственно газовая промышленность и газораспределение и газификация, что наложило свой отпечаток на процесс ее структурной реорганизации в новых экономических условиях.

Так, в СССР газораспределение и газификация народного хозяйства, в отличие от собственно газовой промышленности, находились в ведении республиканских министерств. В 1988 г. в России управление газовым хозяйством городов, поселков и сельских населенных пунктов было выведено из системы Минжилкомхоза РСФСР. На базе Главгаза и управления «Орггаз» было образовано объединение «Росгазификация», а затем Всероссийское хозрасчетное государственное предприятие по проектированию, строительству и эксплуатации газопроводов и газового хозяйства «Росстройгазификация» при Совете Министров РСФСР. Акционирование предприятий и объединений по газификации и эксплуатации газового хозяйства осуществлялось в соответствии с Указом Президента № 1559 «О преобразовании в акционерные общества и приватизации государственных предприятий, объединений и организаций газового хозяйства Российской Федерации» от 8 декабря 1992 года. ВХО «Росстройгазификация» было преобразовано в открытое акционерное общество «Росгазификация». Пакет акций ОАО «Росгазификация» в размере 51 % был закреплен в федеральной собственности.

Одновременно были преобразованы в акционерные общества институт «ГипроНИИГаз» и другие организации, ранее входившие в состав Минжилкомхоза РСФСР, а также республиканские, краевые и областные управления, городские и межрайонные тресты газового хозяйства. Объединение «Росгазспецстрой» стало акционерной компанией «Газстрой».

При проведении акционирования каждой межрайонной эксплуатационной организации газового хозяйства было предоставлено право акционироваться либо в составе единой компании на базе их областного объединения (облгаза), объединив свое имущество с имуществом других трестов соответствующего облгаза, либо самостоятельно, в качестве организационно обособленного предприятия, но с передачей части своих акций в уставный капитал соответствующего облгаза. По второму пути пошли в основном крупные, экономически сильные городские и межрайонные эксплуатационные организации.

Для вновь образованных территориальных АО по газификации и эксплуатации газового хозяйства характерным стало следующее примерное первичное

соотношение долей различных видов собственности: федеральная – 25-40 %; областная (республиканская, краевая) – 3-8 %; муниципальная – 10-15 %; собственность членов трудового коллектива – в большинстве случаев более 51 %.

Распоряжение Правительства РФ № 907-р от 29 июня 1995 г. предусматривало закрепление в федеральной собственности 25,5 % обыкновенных акций территориальных АО по газификации и эксплуатации газового хозяйства сроком на три года и продажу всех остальных принадлежащих государству акций. На ОАО «Росгазификация» была возложена роль головной координирующей организации в секторе газораспределения.

Финансовые проблемы, в основном вызванные неплатежами, привели многие компании к банкротству, что, в свою очередь, стало причиной слияния части из них. К 2000 г. на рынке действовало около 378 распределительных компаний, что почти в два раза меньше, чем их было в начале 1990-х. Задолженность региональных распределительных компаний Газпрому привела к тому, что ОАО «Газпром» приобрел более полусотни наиболее крупных распределительных сетей.

В связи с изменившимися экономическими и финансовыми условиями 21 декабря 1996 г. ОАО «Газпром» создал дочернее ООО «Межрегионгаз»,³⁵ имеющее свои территориальные подразделения и сосредоточившее решение всех финансовых вопросов, связанных со взаимоотношениями Газпрома и его организаций с российскими потребителями природного газа.

Институциональные преобразования РАО «Газпром», начатые в 1996-1997 гг., проходили на фоне усилий «реформаторов» по реструктуризации естественных монополий и либерализации внутренних энергетических рынков³⁶ и соответствующего сопротивления «практиков – промышленников».³⁷ Перелом в тенденции экономического спада, наступивший в начале 1997 г., подстегнул желание «реформаторского» блока Правительства РФ ускорить радикальные рыночные преобразования в стране. В первую очередь это касалось так называемых естественных монополий, которые в силу целого ряда причин технологического, экономического и политического характера оставались в руках

³⁵ В настоящее время – ООО «Газпром межрегионгаз». Для консолидации всех газораспределительных активов Газпрома летом 2004 г. создана дочерняя компания ООО «Газпром межрегионгаз» - ОАО «Газпромрегионгаз».

³⁶ Российские радикально-демократические политики, исходя из приоритетов либерализации экономики, давно выступали за реструктуризацию естественных монополий («мутантов переходной экономики»), поскольку считали, что их бесконтрольность, искусственное завышение тарифов сдерживали стабилизацию и развитие производства в обрабатывающих отраслях промышленности, вызывали хронический кризис неплатежей. Этой же точки зрения, но уже в интересах крупнейших трансконтинентальных нефтегазовых корпораций, стремившихся к ослаблению позиций «Газпрома» на мировых рынках, придерживался и главный спонсор российской экономики – Международный валютный фонд.

³⁷ Отметим, что в мотивах и тех и других присутствовали отдельные вполне обоснованные суждения. Однако ни одна из представленных в 1996-2000 гг. концепция реформирования газовой отрасли (газового рынка) не отличалась взвешенностью, комплексностью и системным подходом, которые бы обеспечили устойчивое развитие как самой газовой отрасли, так и российской экономики в целом.

государства, выполняя во многом функции «донора» для него и остальной части экономики, но не вписывались в каноны рыночной экономики монетаристского толка.

В конце 1996 г. появляются рекомендации МВФ по реструктуризации естественных монополий,³⁸ в том числе рекомендации о необходимости разделения РАО «Газпром» на транспортную, добычную и сбытовую составляющие и об отмене практики перекрестного субсидирования различных групп потребителей.

Во исполнение этих рекомендаций 26 марта 1997 г. Министерством экономики России в Правительство Российской Федерации представляется документ «О разработке планов структурной реформы в отраслях естественных монополий», а уже 28 апреля того же года выходит Указ Президента Российской Федерации № 426 «Об Основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий». Структурную реформу газовой отрасли согласно этому указу намечалось осуществить в три этапа – 1997 г., 1998 г. и 1999-2000 годы. На последнем этапе предполагалось провести обособление внутри РАО «Газпром» структурных подразделений по транспортировке газа от организаций по добыче газа, запуск и отработку механизмов функционирования рынка прямых договоров на поставку природного газа, переход к регулированию тарифов на услуги по транспортировке газа, предоставляемые предприятиями РАО «Газпром».

В сентябре 1998 г. Минтопэнерго России направило в Правительство РФ проект «Концепции развития газовой отрасли», на базе которой Минэкономики России в марте 1999 г. представило «Стратегию развития газовой отрасли», где под «реформированием» отрасли фактически понималось изменение организационной структуры ОАО «Газпром». Впоследствии работа над этой стратегией была прекращена.

Однако важнейшим документом рассматриваемого периода в части газовой отрасли стал Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» (№ 69-ФЗ от 31.03.1999 г.). Этот закон предусматривает создание правовых основ для формирования и развития единого рынка газа на территории России.

В соответствии с этим законом ОАО «Газпром» является вертикально интегрированной компанией, в состав которой входит Единая система газоснабжения в качестве централизованного управляемого имущественного производственного комплекса, технологически, организационно и экономически взаимосвязанных объектов по добыче, транспортировке, хранению и поставке газа. Именно этим законом были определены такие базовые положения формирования рынка газа, как независимые производители, доступ к магистральным сетям и др.

Сохранение целостности Единой системы газоснабжения (ЕСГ) в рамках ОАО (РАО) «Газпром» и поэтапная реструктуризация отрасли (выделение непрофильных производственных структур) позволили обеспечить ее устойчивое функционирование в ходе экономических реформ.

³⁸ «Россия: первоочередные меры в рамках программы 1997 года в области структурных реформ».

Преобразованная структура газовой отрасли, в которой сохранена интеграция сферы добычи природного газа с газотранспортной системой в рамках ОАО (РАО) «Газпром», в принципе, соответствовала сложившимся условиям добычи газа в России (высокая степень концентрации на относительно небольшом числе газовых месторождений с сопоставимыми затратными характеристиками) и особенностям существующей интегрированной, централизованно управляемой системы магистральной транспортировки газа. В этих условиях механизм конкуренции в сфере добычи и поставок газа не может быть эффективным.

Вместе с тем подобные преобразования отрасли привели к тому, что в стране практически не был создан полноценный рынок газа, сохранилась естественная монополия, заменившая собой прежние министерские структуры, без какой-либо конкуренции со стороны независимых производителей. Жесткая интеграция отрасли, сыгравшая положительную роль на переходном этапе, стала препятствовать равноправным отношениям партнеров на энергетическом рынке страны.

ОАО «Газпром» в силу своей двойственной природы оставался в целом нерыночным, хотя и исключительно важным элементом российской экономики, а условия его воспроизводственной деятельности, как уже было сказано, оказывались менее благоприятными, чем у других сравнимых с ним по значению хозяйствующих субъектов.

3.3.4. Реформирование нефтяного комплекса: вертикальная интеграция

Реформа нефтяного комплекса в 1990-е гг. развивалась по двум направлениям: демонополизации (разгосударствления) и приватизации. Главным результатом реформирования нефтяного комплекса стало формирование группы крупных вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК). Этот ключевой результат заложил основы для последующего подъема в отрасли, хотя процесс их формирования сопровождался значительными издержками.

По состоянию на 1990 г. хозяйствующие субъекты нефтяного комплекса СССР, большая часть активов которого после распада СССР осталась на территории России, входили в состав Министерства нефтяной промышленности. Институциональная структура нефтегазового сектора, созданная в первые годы советской власти, просуществовала почти без изменений до второй половины 1980-х годов. Это было возможно благодаря наличию возможностей экстенсивного развития за счет освоения все новых и новых нефтегазовых провинций, располагающих все более высокопродуктивными месторождениями. Однако во второй половине 1980-х гг. движение по данному пути в нефтяной

промышленности было практически исчерпано. Начиная с 1980-х гг. прежняя институциональная структура во все большей степени превращалась в «фактор торможения» амбициозных планов по добыче углеводородов, особенно в добыче нефти. Проявлением этого стало не только снижение добычи нефти в 1984 г., но и стремительный рост потребности отрасли в инвестициях. Потребности сектора в материально-технических и финансовых ресурсах для выполнения плановых заданий и поддержания достигнутых уровней добычи углеводородного сырья резко возрастали, а применение современных технологий, напротив, резко отставало.

В конце 1980-х гг. преобразование институциональной структуры нефтяного комплекса сектора ограничивалось изменением его организационной структуры – созданием межотраслевых научно-технических комплексов (РМНТК), таких как РМНТК «Нефтеотдача», НПО «Бурение» и т.д. Основная цель состояла в формировании новых механизмов горизонтальной координации в рамках сектора. Однако эта цель достигнута не была: расширение и усиление горизонтальной координации в рамках прежних планово-распределительных процедур не давали никакого эффекта (более быстрыми темпами росли издержки реализации данных процедур или транзакционные издержки координации). В итоге частичных преобразований ситуация не только не улучшилась, а напротив, ухудшилась – например, резко увеличилось число простаивающих скважин, возросла аварийность, стала нарастать социальная напряженность в ранее благополучных нефтедобывающих территориях. Одна из важнейших проблем, которая не была решена на тот момент (до 1992 г.), – сохранение фиксированных цен на нефть (при росте цен на материально-технические ресурсы и услуги). Попытки перехода к контрактным ценам и формирования «рыночного сегмента» торговли нефтью не дали положительных результатов. Финансовые ресурсы стали стремительно перераспределяться из государственного сектора в негосударственный, представленный различными сервисными и обслуживающими компаниями (в тот период – кооперативами). В результате происходило резкое уменьшение инвестиций в добычу, прежде всего в ее поддержание. Тем самым остро вставал вопрос о необходимости глубоких реформ.

Реформирование нефтяной промышленности имело под собой наиболее проработанную базу, формирование которой, по сути, началось еще в советское время – летом 1990 года. Именно тогда депутатами Тюменского областного совета XXII созыва в сотрудничестве с производственниками, учеными и специалистами из Тюмени, Москвы, Новосибирска и Свердловска были разработаны обосновывающие материалы и научные основы Концепции перехода Тюменской области на принципы самоуправления в

условиях формирования рыночной экономики.³⁹ На базе этих материалов был подготовлен и решением II сессии XXI созыва Тюменского облсовета народных депутатов от 03.10.1990 г. утвержден проект собственно Концепции, а решением II сессии XXI созыва от 12.11.1990 г. утверждена и сама «Концепция перехода Тюменской области на принципы самоуправления в условиях формирования рыночной экономики».⁴⁰

В основу концепции легла идея о переходе на общепринятые в мире принципы и подходы к управлению природно-ресурсным потенциалом, в частности на принципы платного недропользования, что в условиях СССР имело поистине революционное значение. В дальнейшем эти же принципы были использованы при подготовке целого ряда законопроектов федерального уровня по вопросам недропользования и участия территорий в решении проблем социально-экономического развития, включая Федеральный закон «О недрах». Эти принципы – платность пользования недрами, право территории на получение средств за пользование недрами, создание региональных комитетов по недрам, тенденция к движению в сторону мирового соотношения цен на нефть и другую продукцию и др. – получили признание в Указе Президента РСФСР от 19 сентября 1991 года № 122 «О развитии Тюменской области».

Указ № 122 фактически не только заложил основы платного природопользования, но и связал воедино все звенья цепи «недропользование – развитие нефтегазового сектора экономики – региональное социально-экономическое развитие».⁴¹ В сентябре 1991 г. было принято Решение Тюменского областного Совета народных депутатов № 182 «О реализации Указа Президента РСФСР «О развитии Тюменской области»».⁴²

Принципиальным моментом этого решения является то, что в тот период (а это было более чем за год до выхода в свет известных постановлений правительства о приватизации нефтяного сектора) предлагалось в рамках нефтяного комплекса области развивать новый сектор, который был бы альтернативой неэффективному государственному сектору. Этот новый сектор намечалось развивать на основе фонда новых и неразрабатываемых месторождений углеводородного сырья (в ныне действующей терминологии – фонд неиспользуемых или нераспределенных месторождений). На наш взгляд, в то время имела уникальная возможность формирования альтернативных государственному сектору «независимых» компаний для эксплуатации неразрабатываемых месторождений.

³⁹ В том же году этот документ был издан отдельной брошюрой: Концепция перехода Тюменской области на принципы самоуправления в условиях формирования рыночной экономики. Тюмень, Уч-к множит. печати Облисполкома, 1990 г. 13 с.

⁴⁰ Позднее эти материалы были изданы отдельной книгой: Шафраник Ю.К., Башмаков Г.С., Бинкин Б.А. и др. Концепция перехода Тюменской области на принципы самоуправления в условиях формирования рыночной экономики. Тюмень, 1990. 148 с.

⁴¹ Шафраник Ю.К., Крюков В.А. Нефтегазовые ресурсы в круге проблем (О формировании комплексной системы недропользования при вовлечении в оборот ресурсов углеводородного сырья в условиях переходного периода). Москва: Недра, 1997. 266 с.

⁴² Вестник областного Совета народных депутатов. Тюмень. 1991. № 5.

И хотя основные идеи, положенные в основу «Концепции перехода Тюменской области...» и «Программы развития Тюменской области», в полной мере приняты не были, они практически сразу же были восприняты обществом и стали базой для формирования федерального и регионального законодательства Российской Федерации,⁴³ а также дали толчок реформированию всего нефтяного комплекса страны.

Активную роль в определении направления преобразований играло Минтопэнерго РФ. Уже к июню 1992 г. под эгидой Минтопэнерго России была разработана Концепция по приватизации и реформированию предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации, принятая Правительством страны 31 июня 1992 г., в которой были сформулированы основные принципы и критерии структуризации нефтяного сектора экономики страны и формирования нефтяных компаний. Следует отметить, что эта концепция отражала компромисс между различными силами – от тех, кто хотел полной и мгновенной приватизации, до тех, кто предлагал все оставить в ведении государства. Эти наработки легли в основу Указов Президента Российской Федерации от 14 августа 1992 г. № 922 «Об особенностях преобразования государственных предприятий, объединений, организаций топливно-энергетического комплекса в акционерные общества».⁴⁴

Таким образом, процесс реформирования нефтяного комплекса России был достаточно четко продуман и спланирован, а курс на формирование вертикально интегрированных нефтяных компаний – выбран правильно. Подобная структура нефтяного комплекса имела ряд организационных, финансовых и технологических преимуществ по сравнению с тем, что представляла собой нефтяная отрасль в СССР.

Процесс разгосударствления и демонополизации в нефтяном секторе был определен Указом Президента РФ № 1403 от 17 ноября 1992 г.

⁴³ Уже к концу 1992 г. на этой базе были сформированы фундаментальные основы новой системы недропользования, определяющими элементами которой стали Федеративный договор, Закон «О недрах», Положение о порядке лицензирования пользования недрами, а также ряд указов Президента, Постановлений Верховного Совета и Правительства РФ, регулирующих экспорт продуктов добычи и переработки, геологической информации и др.

В совокупности с законодательными и другими актами, определяющими землепользование, охрану окружающей среды, плату за пользование недрами, порядок и ставки отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы (в частности, с такими законами, как «Об обеспечении экономических основ суверенитета РСФСР» от 31.10.1990 г.; «Об инвестиционной деятельности в РСФСР» от 26.06.1991 г.; «Об охране окружающей природной среды» от 19.12.1991 г.; «Об основах налоговой системы в Российской Федерации» от 1.01.1992 г.), они представили, по сути, принципиально новый целостный свод нормативных актов о недропользовании.

⁴⁴ Указ № 922 определял, что преобразование предприятий, объединений, организаций, входящих в ТЭК, в акционерные общества и их приватизация осуществляются в порядке, установленном специальными указами Президента Российской Федерации. Основанием для этого были особые условия эксплуатации единых систем электроэнергетики и газоснабжения России, а также исключительная значимость топливно-энергетического комплекса для жизнедеятельности населения и народного хозяйства.

«Об особенностях приватизации и акционирования государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтедобычи, нефтепереработки и нефтепродуктообеспечения». В соответствии с ним акционерный капитал делился на 75 % обыкновенных и 25 % привилегированных акций. После чего 51 % обыкновенных акций передавался в федеральную собственность и закреплялся за государством сроком на 3 года. Остальные акции распределялись между персоналом и менеджерами компании, а также продавались на ваучерных аукционах. В то же время иностранные инвесторы могли приобретать (в самом начале торга) не более 15 % акций каждой компании.

Одновременно (17.11.1992 г.) были созданы три вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК) с полным технологическим циклом от добычи нефти до продажи нефтепродуктов, уставы которых были утверждены государством: «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» и «ЮКОС». Пакеты акций вновь образованных акционерных обществ до формирования из них самостоятельных компаний в целях коммерческого управления ими были на три года закреплены в федеральной собственности в рамках государственной компании «Роснефть».

Но уже в 1994 г. из государственной компании «Роснефть» были выделены еще несколько вертикально интегрированных нефтяных компаний: вначале «Славнефть» (08.04.1994 г.) и Сибирско-Дальневосточная нефтяная компания (СИДАНКО – 05.05.1994 г.), затем Восточная нефтяная компания (ВНК – 20.05.1994 г.), «Коми-ТЭК» (01.06.1994 г.) и Оренбургская нефтяная компания (ОНАКО – 10.06.1994 г.).

А в течение августа-сентября 1995 г. был принят пакет нормативно-правовых актов, включающий Указ Президента Российской Федерации и 10 постановлений Правительства об образовании целого ряда новых нефтяных компаний. Этот пакет нормативно-правовых актов определял окончательно организационную структуру той (основной) части нефтяного сектора, которая была создана в процессе акционирования и реорганизации в прошлом государственных объединений и производственных предприятий. Кроме того, была обеспечена передача государственных пакетов акций ГП «Роснефть» либо ранее созданным, либо вновь сформированным компаниям.

В 1995 г. монополизация завершилась формированием Тюменской нефтяной компании (ТНК – 09.08.1995 г.), Сибирской нефтяной компании (Сибнефть – 24.08.1995 г.), Татарской нефтяной компании (Татнефть – 17.09.1995 г.), Башкирской нефтяной компании (Башнефть – 17.09.1995 г.), ЮНКО (01.09.1995 г.) и др. Две крупные компании были созданы без добычных активов – НК «НОРСИ-ойл» (05.10.1995 г.) и Центральная топливная компания (ЦТК, 10.02.1997 г.).⁴⁵

Приватизация была вторым ключевым аспектом реформирования нефтяного сектора. В 1992-1995 гг. приватизация шла через передачу акций работникам компаний в форме неголосующих или привилегированных акций. Уже в этот период фактический контроль над некогда государственными нефтегазо-

⁴⁵ Об изменениях в организационной структуре в 2000-е гг. подробнее см. в подразделе 3.3.7, о современной организационной структуре отрасли – в подразделе 6.6.1.

выми компаниями перешел к их менеджменту, который, используя различные схемы, приобретал акции в собственность у трудового коллектива. Широкое распространение в то время приобрели систематические невыплаты заработной платы. Соответственно, для того чтобы получить деньги, сотрудники предприятий были вынуждены реализовывать принадлежавшие им ценные бумаги со значительным дисконтом. Кроме того, нередко руководство отдельных предприятий выставляло условия, в соответствии с которыми заработная плата не выплачивалась до тех пор, пока все акции не переходили в их собственность.

Вторым этапом приватизации стали залоговые аукционы. По предложению ряда банковских структур уже 31 августа 1995 г. вышел Указ Президента Российской Федерации от № 889 «О порядке передачи в 1995 г. в залог акций, находящихся в федеральной собственности». Залогодержателями стали крупнейшие банки России, такие как «Империял», «Менатеп», «Столичный банк сбережений», а также закрытые акционерные общества «Лагуна» и «Нефтяная финансовая компания». Эти структуры получили во владение и использование 45 % акций НК «Сургутнефтегаз», 51 % акций НК «Сибнефть», 45 % НК «СИ-ДАНКО», 45 % НК «ЮКОС», 5 % акций НК «ЛУКОЙЛ». Удельный вес этих компаний (без НК «ЛУКОЙЛ») в общероссийской добыче нефти составлял в то время около 40 %. Регулирование их деятельности со стороны государства стало ограничиваться общими для всех акционерных обществ нормативно-законодательными актами. Оно свелось в основном к анализу статистических показателей и согласованию некоторых вопросов, связанных с внесением изменений в учредительные документы общества, его структурными преобразованиями, утверждением годового отчета и порядка голосования на общих собраниях акционеров. Фактически для этих нефтяных компаний был ликвидирован установленный режим государственного регулирования, а участие в этом процессе отраслевого органа госуправления – Минтопэнерго России – сведено до минимума.

Позднее вышли нормативные документы, регламентирующие права реализации переданных в залог акций (Указ Президента РФ от 30.09.1995 г. № 986 «О порядке принятия решения об управлении и распоряжении находящимися в федеральной собственности акциями» и Указ Президента РФ от 02.11.1995 г. № 1067 «О сроках реализации акций, находящихся в федеральной собственности и передаваемых в залог в 1995 году»), а уже в 1996-1997 гг. прошли коммерческие конкурсы с инвестиционными условиями по продаже этих акций.

Минтопэнерго России последовательно выступало против залоговых аукционов, направляя в Правительство РФ предложения по погашению обязательств по договорам кредита, предоставленных под залог находящихся в федеральной собственности акций нефтяных компаний, по возможным источникам их финансирования (письмо от 02.02.1996 г. № МТ-602), по продлению срока закрепления в федеральной собственности до 31 декабря 1998 г. переданных в залог акций нефтяных компаний, а также предлагало установить, что право реализации акций ряда нефтяных компаний, находящихся в федеральной собственности

сти и переданных в залог, возникает у комиссионеров только с середины 1997 г. (письма от 02.12.1996 г. № МТ-6880 и от 17.12.1996 г. № Б-7302).

Более того, Минтопэнерго России в письме от 04.02.1997 г. № Б-752 в адрес председателя Госкомимущества России А.Р. Коха предлагало «отменить результаты проведенных коммерческих конкурсов по продаже пакетов акций ОАО «Нефтяная компания «ЮКОС» и ОАО «Нефтяная компания «СИДАНКО» и решение о проведении конкурса по продаже акций ОАО «Нефтяная компания «Сургутнефтегаз».

О накале и остроте борьбы вокруг этого вопроса говорит тот факт, что Указ Президента РФ о проведении залоговых аукционов был подписан без виз и согласия Минтопэнерго России. Более того, не нашло поддержки у руководства страны и предложение Минтопэнерго России о передаче ему полномочий акционеров по пакетам акций, закрепленным в федеральной собственности.⁴⁶ Не изменилось положение дел с выходом Указа Президента Российской Федерации от 14 августа 1996 года № 1176 «О системе федеральных органов исполнительной власти», согласно которому на Минтопэнерго России было возложено проведение государственной политики и осуществление управления в энергетической сфере.

Более поздняя оценка залоговых аукционов и инвестиционных конкурсов 1995-1997 гг., которая дана в отчете Счетной палаты РФ от 29 октября 2004 года,⁴⁷ свидетельствует о неэффективности данной процедуры даже с точки зрения получения средств от их проведения. В частности, было отмечено, что сумма кредитов, полученных от передачи в залог федерального имущества, была эквивалентна сумме временно свободных валютных средств федерального бюджета, размещенных в это время Минфином России на депозитных счетах коммерческих банков, ставших затем победителями в залоговых аукционах.

Дальнейшая приватизация активно шла на протяжении 1996-1999 гг. и коснулась остальных нефтяных компаний – НК «СИДАНКО», ТНК, Восточной нефтяной компании, «Славнефти», НК «ОНАКО». После этого процесс приватизации практически остановился: государство распродало оставшиеся небольшие пакеты.

⁴⁶ Отметим, что еще 28 июля 1993 г. Постановлением Президиума Верховного Совета Российской Федерации № 5582/1-1 Совету Министров – Правительству Российской Федерации предлагалось «повысить роль и ответственность Министерства топлива и энергетики Российской Федерации, как центрального органа исполнительной власти, осуществляющего государственное руководство топливно-энергетическим комплексом, за счет наделения его соответствующими функциями в области управления имуществом...» (п. 5). Однако Минтопэнерго России к этому времени в число основных «штабов реформаторских сил» уже не входило. Поэтому хотя за 1993-1995 гг. Минтопэнерго 16 раз обращалось в Правительство Российской Федерации и 9 раз в Госкомимущество России по вопросам совершенствования управлением федеральной собственностью, эти вопросы решены не были.

⁴⁷ Анализ процессов приватизации государственной собственности в Российской Федерации за период 1993-2003 годы (экспертно-аналитическое мероприятие) / Руководитель рабочей группы – Председатель Счетной палаты Российской Федерации С. В. Степашин. М.: «Олита», 2004. С. 60-61.

Процесс акционирования и разгосударствления предприятий нефтяного сектора протекал в более сжатые сроки форсированными темпами под сильным воздействием целого ряда внутренних и внешних объективных и субъективных факторов, анализ которых является темой отдельного исследования. Здесь же отметим лишь основные отличия того, что получилось, от того, что замысливалось Концепцией по приватизации и реформированию предприятий нефтяной промышленности и Указом Президента Российской Федерации № 1403.

Уже в процессе реструктуризации список вертикально интегрированных компаний значительно увеличился – с 4-5 до 10-15 и далее до 18. Среди причин следует отметить усиление роли и влияния новых игроков на политической и экономической сцене – региональных лидеров и финансовых организаций (прежде всего банков, а также крупных торговых холдингов). В результате вместо мощных ВИНК с контрольным пакетом акций в собственности у государства, способных не только обеспечить потребности российских потребителей, но и конкурировать с ведущими компаниями мира, было создано, в результате столкновения олигархических, региональных и иных интересов, почти два десятка компаний. Причем приватизация компаний происходила не индивидуально, по специально разработанной программе,⁴⁸ а «оптом», хотя, в общем-то, было понятно, что выбрасывать на рынок государственную собственность сразу на 100 млрд долл. – это значит самому же и сбить ее стоимость.

К сожалению, не нашло поддержки у руководства страны предложение о создании на базе ГП «Роснефть» Российской национальной нефтяной компании (РННК), которая бы представляла государство во всех сферах деятельности нефтяной промышленности, в том числе через трастовое управление акциями обществ, не вошедших в состав вертикально интегрированных компаний. При этом еще 1 апреля 1995 г. был подписан Указ Президента Российской Федерации № 327 «О первоочередных мерах по совершенствованию деятельности нефтяных компаний», где эти функции НК «Роснефть» были прописаны однозначно. Вообще указ № 327 в основном завершал процесс укрепления ВИНК и воздал юридическую базу для их самостоятельного развития. Отдельного в указе оговаривалось функционирование созданной компании «Транснефть», обеспечивающей транспорт нефти в России и за рубежом. Водился и закреплялся принцип равного пропорционального входа в трубопроводную систему всех действующих нефтегазодобывающих компаний.

В ноябре 1996 г. Минтопэнерго России сформулировало основные задачи, решаемые национальной нефтяной компанией. Среди них – прогнозирование

⁴⁸ 28 сентября 1993 г. министром топлива и энергетики РФ был утвержден специальный «Порядок рассмотрения предложений по формированию вертикально интегрированных нефтяных компаний», который, в частности, содержал «Примерный перечень требований к создаваемым вертикально интегрированным нефтяным компаниям». Одним из таких требований был масштаб создаваемой компании, которая должна была обеспечивать 4-15% от суммарной добычи нефти по России и иметь перерабатывающие мощности, обеспечивающие до 80% от собственной добычи компании.

тенденций развития нефтяной промышленности, научно-технического прогресса, энергосбережения и рыночной конъюнктуры; разработка механизмов регулирования деятельности нефтяных компаний, показателей и условий производственных контрактов, контроль за исполнением государственных заказов и условий производственных контрактов; решение задач экологической и технологической безопасности нефтяной промышленности; координация и организация реализации крупных инвестиционных проектов; повышение эффективности использования федеральной собственности, активизация работы с ценными бумагами, повышение ликвидности и курсовой стоимости акций и др. Однако и эти предложения остались без внимания.

Не было реализовано и предложение Концепции управления нефтяной промышленностью о создании в стране условий для формирования и развития новых частных компаний на новых проектах (различных совместных предприятий, ЗАО и т.п.), оказании им помощи и защите со стороны государства. При чем речь шла именно о создании новых производственных структур на новых месторождениях и площадях, а не о переделе созданной ранее госсобственности.

Уже отмеченная выше «Концепция управления нефтяной промышленностью», разработанная Минтопэнерго России в 1995 г., предполагала, что органы исполнительной власти (Минтопэнерго России) будут осуществлять управление государственной собственностью в нефтяных компаниях при помощи 1) назначения должностных лиц представителями РФ по доверительному управлению закрепленными в федеральной собственности пакетами акций, 2) заключения ежегодных производственных контрактов между Минтопэнерго России и нефтяными компаниями.

Однако, несмотря на позицию основного федерального органа исполнительной власти, ответственного за ТЭК, процесс ухода государства от прямого участия в хозяйственной деятельности и контроля над деятельностью нефтяных компаний был продолжен. В результате к 2000-м гг. влияние государства на развитие нефтяной отрасли, как и всего топливно-энергетического комплекса страны, в значительной степени было ослаблено. На уровне государственной политики в рамках ЭС-2020 было продекларировано в качестве основной цели формирование эффективной системы государственного регулирования, основанной преимущественно на методах косвенного государственного регулирования энергетического рынка.

Итоги организационных преобразований в российской нефтяной промышленности не могут быть однозначно оценены. Иногда ставится под сомнение принципиальная целесообразность демонополизации отрасли. Указывается, что в газовой промышленности, где демонополизация была весьма ограниченной, спад производства оказался существенно меньшим. Распад единого комплекса Министерства нефтяной промышленности на отдельные компании привел к значительным издержкам дезорганизации и борьбы за контроль над компаниями, к резкому падению производительности труда, особенно в натуральных показателях. Однако различия в глубине спада в 1990-е гг. в

основном могут быть объяснены не разницей в моделях реформ, а исходными условиями. Газовая промышленность к 1990 г. была существенно моложе и имела гораздо меньше производственных проблем, чем нефтяная отрасль. После завершения формирования ВИНК они показали намного более высокие темпы роста в 1998-2008 гг., чем Газпром, большую устойчивость к кризису 2009 г., способность сокращать издержки (в первой половине 2000-х гг.) и наращивать эффективность. При резком спаде уровня государственного управления в 1990-е гг. демонополизация и приватизация скорее могут оцениваться как эффективные мероприятия. В начале 1990-х гг. объем добычи нефти в России на 2010 г. прогнозировался на уровне не более 350-360 млн т, а фактически превысил 500 млн т. Объем добычи газа ожидался на уровне 900 млрд куб. м, а фактически составил 650 млрд. В конечном итоге реформа нефтяной отрасли может считаться успешной с учетом тяжелого исходного состояния отрасли.

Тем не менее сложившаяся структура собственности в ведущих российских нефтяных компаниях (государственных и частных) и несовершенство институциональной среды сформировали специфические их поведенческие особенности, основными из которых являются:

а) максимизация контроля над компанией, что в условиях несовершенного законодательства способствует снижению риска враждебного поглощения; это позволяет инсайдерам контролировать финансовые потоки компании и самостоятельно распределять денежные средства;

б) преобладание в управлении корпорациями краткосрочных целей над долгосрочными (доминировала направленность на совершение слияний и поглощений, спекулятивных операций на фондовом рынке, обеспечивавших большой прирост капитализации и большую доходность по сравнению с инвестициями в развитие производства, практиковалась максимизация дивидендных выплат в интересах крупных акционеров, кроме того, ряд компаний (ТНК, ЮКОС, Сибнефть) реализовывали так называемую стратегию выхода, суть которой заключалась в приобретении по низким ценам активов, быстром росте капитализации и последующей продаже данных активов по более высокой стоимости крупным стратегическим инвесторам);

в) активное использование «административного ресурса», что в условиях несовершенной нормативно-правовой базы позволяло повысить вероятность успеха в случае возникновения конфликта с другими хозяйствующими субъектами, акционерами и прочими держателями акций, а также способствовало победе на приватизационных и залоговых аукционах;

г) непубличный характер деятельности, который в условиях низкой стоимости углеводородных активов был вызван отсутствием необходимости привлечения крупных стратегических инвесторов;

д) враждебный характер большинства интеграционных трансакций. В хозяйственных спорах, как правило, побеждала сторона, обладавшая либо большими финансовыми ресурсами, либо более тесными контактами с исполнительными и судебными органами власти;

Переход нефтяных компаний в собственность финансовых структур и появление в составе их руководства менеджеров, ориентирующихся на финансовые показатели, привели к смене стратегии развития. Суть перемен заключалась в смещении акцента с собственно процесса производства на процесс извлечения прибыли и повышения капитализации. Причем ради достижения данной цели новые владельцы компаний были готовы действовать жестко и принимать непопулярные решения: сокращать рабочие места, избавляться от объектов социальной инфраструктуры и так далее. Основными же составляющими новых стратегий стали:

- усиление контроля над дочерними обществами,
- повышение управляемости финансовыми потоками внутри холдингов,
- финансовая стабилизация,
- централизация сбыта.

На начальном этапе (1991-1992 гг.) доходы крупных российских компаний пополнялись от экспорта нефти и нефтепродуктов. Поэтому в нефтяном секторе в 1992-1995 гг. возобладали не столько стремление компаний к эффективному росту, сколько стремление к перераспределению ранее созданной стоимости. В результате заметно снизились темпы добычи нефти и увеличилось количество простаивающих скважин.⁴⁹

Следует заметить, что созданные на начальном этапе преобразований вертикально интегрированные компании основное внимание направили на интернализацию производственно-экономических связей. Это позволило им обеспечить большую надежность поставок и технологических связей вдоль цепочки создания стоимости. Однако при отсутствии жестких бюджетных ограничений (конкурентной среды и эффективного механизма регулирования процессов недропользования) новообразованные структуры просто заменили собой старую систему централизованного планирования и управления. Вопросы экономической эффективности для нижестоящих звеньев системы не являлись значимыми.

Процесс развития нефтяных компаний привел к формированию не столько финансовых холдингов, сколько производственно-финансовых структур, аналогичных концернам. Собственность перешла в руки очень узкого круга лиц. Головные компании сосредоточили у себя не только функции стратегического планирования и управления, но и текущий финансовый и производственный менеджмент.⁵⁰ В собственности нескольких крупных вертикально интегрированных компаний оказалась большая часть нефтяных и газовых месторождений, нефтеперерабатывающих заводов, вспомогательной инфраструктуры отрасли (трубопроводы, проектные институты, буровые предприятия, сбытовые компании и т.д.).

Институциональные изменения в 1990-е гг. носили фундаментальный характер. Фактически в 1992 г. в России было решено одновременно в очень короткие сроки осуществлять реструктуризацию, коммерциализацию,

⁴⁹ В. А. Крюков. Кто в «нефтяном доме» хозяин? // ЭКО. 2002. № 2. С. 7.

⁵⁰ Там же. С. 6.

реформу ценообразования, реформу системы недропользования. Такой «сжатый формат» во многом являлся вынужденной мерой и был связан со сложной экономической и политической ситуацией в стране. При этом процесс институциональных преобразований в нефтяном секторе во многом проходил не только быстро, но и в значительной степени без ясно определенных целей и ориентиров и со значительным запозданием (табл. 3.5). К сожалению, основной акцент преобразований был сделан сначала на разгосударствление нефтегазового сектора, а затем на закрепление итогов спонтанного разгосударствления в рамках акционирования и формирования вертикально интегрированных компаний.⁵¹ Сам процесс разгосударствления основных активов на начальном этапе приватизации осуществлялся не на рыночной основе. Крупные нефтегазовые предприятия переходили в собственность не тем контрагентам, которые предлагали наиболее выгодные для государства условия, а тем, кто обладал большим «административным ресурсом», чему способствовала неразвитая институциональная среда. На следующем этапе приватизации – в залоговых и инвестиционных конкурсах в 1995-1997 гг., – побеждал либо эмитент, либо бизнес-структура, имевшая с ним предварительные договоренности, либо организатор аукциона. Это свидетельствует об отсутствии конкуренции на конкурсах и их предопределенности.

Преобразования собственности не были синхронизированы с формированием нового регулирующего механизма процессов недропользования (данная проблема далека от своего решения и до настоящего времени). Следствием таких несбалансированных преобразований стала усиливающаяся деградация недр (снижение коэффициента нефтеотдачи и реализация таких решений, которые значительно ухудшили возможности доизвлечения оставшихся в пласте углеводородов в дальнейшем).

Отставание в формировании комплементарной институциональной среды привело к тому, что поведение вновь созданных организаций имело ярко выраженный рентоориентированный характер. Основная задача – получить возможность экспорта нефти и нефтепродуктов (что важно в условиях ограниченной пропускной способности экспортных трубопроводов и терминалов, особенно в связи с распадом СССР). Разница цен внутреннего рынка и рынка внешнего позволяла получать колоссальную ренту. В то же время не было никакой необходимости и никаких стимулов к инвестированию полученных средств в возобновление (не говоря уже о создании) основных активов.

Создание ВИНК имело решающее значение для формирования организационной структуры нефтяного комплекса. Целесообразность такой модели до настоящего времени также является дискуссионным вопросом. Образование ВИНК создало проблему трансфертных цен, которые используются для ухода от налогообложения, обусловило слабость независимой нефтепереработки, затруднило возможность формирования конкурентного рынка нефтепродуктов,

⁵¹ Arild Moe, Valeriy Kryukov. Observation on the Reorganization of the Russian Oil Industry. - in Post-Soviet Geography, 1994, 35/ Vol. 2, pp. 89-101.

Таблица 3.5. Особенности процесса институциональных преобразований в нефтяном секторе России

Параметр	До 1995 г.	1995-2002 гг.	2002-2009 г.	С 2011 г.
Собственность	Государственная (до 1992 г.) + акционерная (51 % - государство, остальное – мелкие инвесторы)	Акционерная (доля государства миноритарная, исключение – Роснефть), появление крупных частных инвесторов. Формирование сегмента частных малых и средних компаний с долей около 10 %	Акционерная (доля государства в целом возросла), разделение компаний на государственные и частные. Сужение сегмента частных малых и средних компаний до 3 %	Уменьшение доли государства, попытки привлечения внешних институциональных инвесторов. Рост сегмента частных малых и средних компаний
Участие государства	Прямое (до 1992 г.) + формирование косвенного регулирования	Акцент на косвенное регулирование, приватизация	Усиление прямого участия, слабое косвенное регулирование	Уменьшение прямого участия, усиление косвенного регулирования?
Цены	Фиксированные (до 1992 г.), регулируемые	Свободные, внутренние	Свободные, равнодоходные	Свободные рыночные
Налогообложение	Фискальное, негибкое, льготное для компаний с иностранным участием	Фискальное, формирование альтернативного режима в рамках СРП	Унифицированное, фискальное	Фискальное с элементами льгот, переход к налогообложению экономических результатов

Окончание табл. 3.5

Параметр	До 1995 г.	1995-2002 гг.	2002-2009 г.	С 2011 г.
Экспорт по сравнению с внутренним рынком	Доминирование эффективности. Ограниченность доступа	Снижение эффективности. Расширение возможности доступа	Примерно равная эффективность. Неограниченный доступ	Примерно равная эффективность. Неограниченный доступ. Формирование восточного направления
Внутренний рынок	Неплатежи, рынок покупателя	Неплатежи, рынок продавца	Платежеспособность, сужение рынка (интернализация сделок)	Олигополия
Иностранное участие	Растущее в форме СП	Растущее Покупка пакетов ВИНК	Снижающееся, продажа доли ConocoPhillips в ЛУКОЙЛе	Растущее в новых проектах
Недропользование	Формирование системы лицензирования	Доступность недр для новых участников, элементы технического регулирования	Сужение доступности участков недр для новых участников, избирательное техническое регулирование	Расширение доступности новых участков недр, формирование системы технического регулирования
Поведение компаний	Экспортно ориентированная стратегия. Слабое внимание к вопросам разработки	Приобретение новых активов – «неорганический» рост. Интенсификация использования ранее введенных месторождений	Усиление тенденции приобретения новых активов. Инвестирование в новые проекты. Истощение возможностей роста за счет ранее созданных активов. Избирательное применение новых технологий	Ориентация на новые проекты. Усиление внимания к комплексному применению новых технологий

способствовало росту цен. Тем не менее в условиях финансового и экономического кризиса, слабости институтов и разрушения хозяйственных связей создание ВИНК в 1990-е гг. было, по-видимому, единственной возможностью обеспечить относительную устойчивость отрасли и развитие ее затем в 2000-е годы.

3.3.5. Реформирование угольной промышленности: жесткая реструктуризация

Жесткая реструктуризация угольной промышленности, вызванная накопленными тяжелыми проблемами в отрасли, породила длительный период социальной напряженности и спада производства, но создала основу для последовавшего в 2000-е гг. роста.

К началу реструктуризации угольная отрасль России находилась в тяжелом положении. Более половины шахт имели фактический срок службы более 40 лет, и лишь 16 шахт были относительно новыми (со сроком службы до 20 лет). Значительная часть шахт была убыточной и поддерживалась государственными дотациями, поскольку в советское время шахтеры были привилегированной социальной группой с высокими зарплатами и гарантированной занятостью.

Изменение структуры цен в 1992-1993 гг., накопленные проблемы отрасли, растущие неплатежи привели к глубочайшей убыточности отрасли, спаду добычи, массовым задержкам зарплаты, массовым забастовкам и акциям протеста. Реструктуризация угольной отрасли имела своей целью формирование экономической, институциональной и правовой основы для эффективного развития предприятий угольной промышленности в условиях рыночной экономики.

В 1993 г. Министерство топлива и энергетики РФ разработало и приняло программу реструктуризации угольной промышленности. Первый этап реструктуризации отрасли, который охватывает 1994-2000 гг., включил ликвидацию особо убыточных шахт, выделение из отраслей непрофильных предприятий, увеличение доли добычи открытым способом и повышение концентрации горных работ на шахтах. В результате планомерной ликвидации особо убыточных шахт и выделения из отрасли непрофильных предприятий численность работающих в угольной промышленности сократилась с 1993 по 2000 г. на 535,5 тыс. чел., в том числе за счет ликвидируемых предприятий – на 134,2 тыс. человек.

Позитивными результатами проведенной реструктуризации отрасли следует также считать увеличение удельного веса добычи открытым способом и повышение концентрации горных работ на шахтах, что позволило существенно сократить численность занятых по основному производству и повысить производительность труда рабочего по добыче за этот период в 1,6 раза.

Вместе с тем добыча угля упала к 2000 г. на 34,6 % – с 395 до 258 млн т, что несколько меньше, чем спад добычи нефти (40 %), но существенно больше, чем спад добычи природного газа (–0,5 %). Процесс реструктуризации сопровождался массовыми увольнениями, что для ряда шахтерских моногородов (Воркута, Инта и пр.) стало тяжелейшей социальной проблемой.

В соответствии с мерами по реализации «Основных направлений реструктуризации угольной промышленности России» к началу 2001 г. были полностью завершены основные работы по технической ликвидации 153 предприятий из числа 170 особо убыточных и опасных шахт и разрезов. В целом за 1994–2000 гг. на работы по ликвидации было направлено 5,65 млрд руб., при этом основная часть средств была выделена в 1999 г. (1,5 млрд руб.) и в 2000 г. (2,0 млрд руб.).

В 2000 г. основные технические работы по ликвидации убыточных и опасных предприятий были завершены на 13 шахтах. На 27 шахтах и разрезах на общей площади 190 га выполнена техническая рекультивация нарушенных горными работами земель. В 2000 г. в отрасли имелось 70 убыточных шахт, которые получали селективную поддержку и средства на реализацию тарифного соглашения.

Удельные дотации из федерального бюджета и внебюджетных фондов на 1 руб. товарной продукции сократились за период реструктуризации более чем в 4 раза, в том числе в 2000 г. – на 36,4 %. С 2000 г. полностью прекратилось дотирование из средств федерального бюджета убытков от производственной деятельности угледобывающих предприятий. Выделяемые средства господдержки стали направляться только на цели завершения процессов структурных преобразований, охрану труда и социальную защиту шахтеров.

На рубеже 2001–2002 гг. в стране сформировался угольный рынок, он стал более чувствительным к показателям стоимости продукции, усилилась конкуренция среди российских производителей угля. К концу 2002 г. реструктуризация отрасли в основном завершилась. Главным итогом этой работы стало успешное вхождение угольной промышленности в рыночную экономику. Угольная отрасль – единственная в российской экономике, структурная перестройка которой осуществлялась по специально разработанным для этой цели государственным актам. Это «Основные направления реструктуризации угольной промышленности России», программы социально-экономического развития угледобывающих регионов и принятый в 1996 г. Федеральный закон «О государственном регулировании в области добычи и использовании угля, об особенностях социальной защиты работников организаций угольной промышленности».

За 2000–2008 гг. в угольной промышленности полностью завершен процесс преобразования государственных предприятий в частную собственность. В государственной собственности осталось всего одно предприятие – ФГУП «Арктикуголь», ведущее добычу на Шпицбергене (0,03 % от общей добычи). Отрасль стала прибыльной, были ликвидированы проблемы задержек зарплаты, неплатежей, убыточности предприятий.

Специфика реформирования угольной отрасли состояла в том, что отрасль была раздроблена на множество хозяйствующих субъектов (в отличие от нефтяной отрасли, где было создано сравнительно небольшое число крупных компаний, и тем более газовой отрасли и электроэнергетики, где сохранялась структура, близкая к монопольной). Но в 2000-е гг. процессы слияния все равно привели к тому, что отрасль консолидировалась. Таким образом, тяжелое исходное положение отрасли снижало ее инвестиционную привлекательность, что замедлило создание крупных и эффективных компаний, аналогичных ВИНК, и консолидация отрасли происходила уже преимущественно в 2000-е годы.

3.3.6. Реформирование теплоснабжения: острый кризис

Тяжелейшее положение в 1990-е гг. сложилось в системе теплоснабжения. Фактически модель реформирования отрасли отсутствовала, что обусловило финансовый хаос, массовые неплатежи в условиях заниженных тарифов, организационную и техническую деградацию. Система тарифов на тепловую энергию и тяжелое состояние производственных мощностей сделали централизованное теплоснабжение невыгодным для большинства потребителей, что привело к переходу системы в «плохое равновесие» с ростом доли неэффективных (в нормальных условиях) собственных источников и дальнейшей деградации централизованного теплоснабжения. В результате к концу 1990-х – началу 2000-х гг. регулярными стали массированные аварии систем теплоснабжения. В 2000-е гг. положение удалось стабилизировать, но кардинальных улучшений не произошло.

В советское время теплоснабжение осуществлялось и финансировалось государством в лице республиканских министерств коммунального хозяйства и бытового обслуживания СССР совместно с Министерством энергетики и электрификации СССР и другими министерствами и ведомствами Союза. При этом расходы по оплате квартир и коммунальных услуг не превышали 3 % общих расходов населения, а значительная часть расходов на содержание и теплоснабжение жилья дотировалось государством.

В 1990-2000-е гг. была предпринята попытка перейти от удовлетворения потребности в жилье на основе уравнительного права к обеспечению платежеспособного спроса на жилье, включая отопление как его неотъемлемую часть. Механизмом для этого должен был стать рынок тепла и услуг по его поставке. Но его создание столкнулось с жесткими технологическими ограничениями.

В системе централизованного теплоснабжения в России не выполняется минимальное условие любого рынка – наличие системы учета товаров. Установка счетчиков тепла требует больших затрат и имеет сомнительную эконо-

мическую эффективность. Во-первых, при существующей конструктивной схеме систем отопления в многоэтажных жилых зданиях обеспечить измерение количества тепловой энергии, затрачиваемой на отопление одной квартиры, практически невозможно (невозможно выделить теплообменный контур, в котором происходит теплообмен теплоносителя, а само количество теплоты не может быть измерено в выделенном контуре). Во-вторых, установка счетчиков дополнительно стимулирует предприятия ЖКХ повышать сбыт тепла через перетопы. В-третьих, фактическая погрешность теплосчетчиков очень высока, что определяется низким качеством сетевой воды и большим набором методов сознательного изменения показаний. Далее, иллюзорная экономия при установке счетчика обусловлена тем, что потери в сетях раскладываются на потребителей без счетчиков, но эти издержки в любом случае должен кто-то оплатить (либо инвестировать в ликвидацию потерь), иначе система теплоснабжения не сможет работать.

Доминирующее место в теплоснабжении занимают централизованные системы, для которых по технологическим причинам затруднена организация эффективного рынка, поскольку передача тепловой энергии по сетям возможна только на небольшое расстояние (в пределах 10-20 км, в крайнем случае – 30 км). Тепло централизованной системы не обладает свойствами товара: оно не может накапливаться; ни производитель, ни потребитель не имеют выбора контрагента и свободы контракта, конкуренция практически невозможна. Фактически каждый производитель тепла является локальным монополистом, причем избыточных мощностей в большинстве случаев нет, а их создание требует больших избыточных инвестиций, которых остро не хватает для обеспечения даже минимальной устойчивости системы.

В начале 1990-х гг. было проведено разделение этой системы на организации: производители тепла, теплоснабжающие организации и организации-пользователи. Было также произведено акционирование предприятий – как производителей, так и снабженцев. Крупные ТЭЦ вошли в состав РАО «ЕЭС России», а котельные – в состав муниципальных коммунальных компаний. В результате частичной приватизации РАО «ЕЭС России» ТЭЦ, входившие в 1990-е гг. в состав АО-энерго, повсеместно перестали соблюдать технологическую дисциплину в части поддержания необходимой температуры теплоносителя. Завышение тарифов на тепло выталкивало потребителей из сегмента крупных ТЭЦ, а система котельных оказалась в плачевном состоянии из-за тяжелейшего положения большинства муниципальных бюджетов. Расчленение единой системы теплофикации на множество предприятий привело к созданию предельно искаженного рынка, хаосу в теплоснабжении и снижению кооперативного эффекта и экономии топлива от использования отходов тепла ТЭЦ в отоплении.

Главную роль в кризисе системы теплоснабжения сыграли два фактора – система тарифов на тепловую энергию и тяжелое состояние производственных мощностей.

В 1990-е гг. была установлена искаженная система тарифов, при которой вся экономия за счет совместного производства тепла и энергии относилась на счет электроэнергии (хотя в действительности должна относиться на тепло), что резко повысило тарифы на тепло ТЭЦ. В результате, вопреки высокой эффективности ТЭЦ, их тепло оказалось слишком дорогим для многих потребителей. Промышленные предприятия и муниципалитеты, имевшие для этого средства, стали строить собственные котельные, хотя реальная себестоимость производства тепла (даже с учетом транспорта тепла от ТЭЦ) у них была выше. Разрушение системы теплоснабжения населенных пунктов котельными ключевых предприятий стало одним из факторов кризиса всей системы. За 1990-1999 гг. отпуск тепла от ТЭЦ упал на 252 млн Гкал, а отпуск тепла от собственных источников теплоснабжения предприятий возрос на 52 млн Гкал. В результате стали простаивать мощности ТЭЦ, что привело к дополнительному удорожанию тепла, отрицательному отбору потребителей.

В системе ТЭЦ оставались только наименее платежеспособные потребители, не имеющие возможности переключиться на иные источники. Возникла массовая проблема неплатежей, в том числе со стороны государственных структур. Неплатежи приводили к срыву ремонтных работ в летний период, срыву закупок топлива, большим аварийным затратам на срочный ремонт, ограничению подачи газа и (или) электроэнергии, многочисленным сбоям и авариям, оттоку квалифицированного персонала. В условиях огромной кредиторской и дебиторской задолженности 70 % предприятий ЖКХ по существу были банкротами. Попытки разрешить кризис неплатежей понижением температуры теплоносителя (экономией топлива) привело к тому, что фактическая температура сетевой воды, отпускаемой ТЭЦ в зимний период, упала до 70-80 °С при расчетной температуре 150 °С, что привело к разрегулировке тепловых сетей. Возрастают сверхнормативное электропотребление, риск промораживания и выхода из строя тепловых сетей, возрастает нагрузка на газовые и электрические сети из-за потребности в тепле. Постоянно падающая надежность теплоснабжения и несоблюдение ТЭЦ температурного графика усилила отток потребителей, замыкая порочный круг.

В итоге сложилась совершенно искаженная система рыночных отношений, которые в абсолютно неприспособленной для рынка технологической и институциональной среде стимулируют производителей наращивать, а не снижать издержки, увеличивать потребление тепла, а не экономить его, вступать в разрушительные для системы конфликты с другими участниками цепочки, а не инвестировать и обеспечивать безопасность. Произошел неуправляемый рост издержек системы централизованного теплоснабжения. Реальная стоимость услуг ЖКХ возросла примерно в 5 раз. В результате по полной стоимости (в отсутствии приборов учета тепла) продается суррогат товара, имеющий минимальную себестоимость и реальную цену.

Тарифы на тепловую энергию, отпускаемую от ТЭЦ, превысили себестоимость тепловой энергии, вырабатываемой на индивидуальных источниках. При

этом рынок тепла регулировался государством хаотически, что привело к многочисленным искажениям. Все это время в отсутствие закона «О теплоснабжении» (принят только в 2010 г.) не было узаконенных критериев качества теплоснабжения, не было договоров о теплоснабжении с населением (но были обязательства по оплате тепла), не было ответственности теплоснабжающих организаций.

В результате развала системы теплоснабжения зимой 2000/2001 гг. и 2002/2003 гг. в целом ряде городов и поселков Севера Европейской России, Сибири и Дальнего Востока произошли тяжелейшие аварии в котельных и на теплотрассах, отключение теплоснабжения, замораживание теплосетей и батарей отопления. Масштабная чрезвычайная ситуация была обусловлена предельным износом оборудования котельных и тепловых сетей и недофинансированием ремонтных работ в течение многих лет. В ряде случаев системы отопления были выведены из строя до следующего отопительного сезона. В 2002/2003 гг. крупные аварии произошли в 30 регионах, от сбоев теплоснабжения пострадали 15 млн человек. Только в 2004-2010 г. положение улучшилось в связи с ростом финансирования подготовки к отопительному сезону и ремонта теплотрасс.

В результате реформирование теплоснабжения привело к тяжелейшим социальным последствиям – резкому росту энергетической бедности, массовым авариям, фактическому лишению части населения жизненно важного права на отапливаемое жилье. Согласно изменениям в Закон «Об основах федеральной жилищной политики» 2002 г. ответственность за ЖКХ была переведена с государства на местные власти с введением механизма адресных субсидий вместо дотирования отрасли в целом.

Переход вместо низких уравнилельных тарифов к адресным субсидиям также сталкивается с рядом проблем. Во-первых, переход на 100 %-ю оплату жителями услуг по теплоснабжению предопределяет заинтересованность компаний ЖКХ не в снижении, а в повышении стоимости теплоснабжения. Все поставщики тепла оказались заинтересованы в увеличении теплопотребления, что дестимулирует повышение энергоэффективности. Во-вторых, система адресных субсидий не может быть эффективна, если за субсидиями обращается более 10 % населения, поскольку возрастают административные расходы. Между тем, по оценкам, в субсидиях нуждается около трети населения. Это означает, что фактически большинство из них субсидий не получают, что приведет к снижению жизненного уровня населения.

Фактически за 1990-2000-е гг. произошел развал системы централизованного теплоснабжения. Государство радикально снизило собственное финансирование ЖКХ в целом и теплоснабжения в частности, что само по себе привело к радикальному ухудшению финансового и технического состояния отрасли. Государство в решающей степени переложило оплату тепла и услуг ЖКХ на население, которое вследствие экономического кризиса было в значительной степени неплатежеспособно.

В 2000-е гг. в ходе реформы электроэнергетики ТЭЦ вошли в состав ТГК. Но программа реформы акцентировалась на создании рынка электроэнергии

и фактически игнорировала наличие ТЭЦ и проблемы сбыта тепла. Это привело к дальнейшему падению выработки электроэнергии по теплофикационному циклу и дальнейшему распаду системы теплоснабжения. Однако в конце 2000-х гг. появились первые примеры значительных частных инвестиций в реконструкцию тепловых сетей крупных городов, в том числе Челябинска (ТГК-10 – «Фортум»), ряда поволжских городов («КЭС-Холдинг» – ТГК-6, 7, 8, 9). В условиях роста возможностей бюджетов и доходов населения ситуацию удалось улучшить, но о переломе говорить пока рано.

3.3.7. Реформы в ТЭК и роль государства в 2000-е годы

В 2000-е гг. реформы в ТЭК оставались противоречивыми: рост доли государства в одних секторах сопровождался ее падением в других, укрепление рыночных начал в одних секторах – ослаблением в других. В целом роль государственных компаний возросла, и проблема их управляемости и эффективности стала одной из ключевых.

В 2000-е гг. реформы в экономике в целом существенно замедлились. Однако в ТЭК был осуществлен ряд значимых мер, среди которых необходимо отметить следующее.

Электроэнергетика

В электроэнергетической отрасли этап институциональных преобразований был в основном завершен именно в 2000-е годы. Новый этап реформы электроэнергетики России начался в 2000 г., когда был подготовлен и представлен на Совете директоров РАО «ЕЭС России» первый проект «Концепции реструктуризации РАО «ЕЭС России». В 2001 г. Председателем Правительства РФ было подписано Постановление № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации», давшее старт реализации структурной реформы российской электроэнергетики.

С организационной точки зрения сутью реформы была жесткая вертикальная дезинтеграция и запрет на совмещение естественно-монопольных и потенциально конкурентных видов деятельности. При этом разделение секторов на эти две группы не было обосновано. В частности, энергоремонтные предприятия были признаны непрофильным видом деятельности и проданы, что в перспективе может дезорганизовать эту важную для энергетической безопасности страны сферу. В целом реформа проталкивалась очень жестко, с фактическим игнорированием мнения экспертного сообщества.

В 2001 г. было учреждено ОАО «АТС» (Администратор торговой системы), в 2002 г. — ОАО «ФСК ЕЭС» (Федеральная сетевая компания) и ОАО «СО ЕЭС»

(Системный оператор ЕЭС России). В 2003 г. вступил в силу новый пакет федеральных законов, определяющих реформирование электроэнергетической отрасли, и прежде всего РАО «ЕЭС России», порядок образования и технологию укрупнения оптовых и розничных генерирующих компаний (ОГК и ТГК), распределительных и межрегиональных сетевых компаний (РСК и МРСК). Был запущен рынок электроэнергии (мощности) переходного периода в европейской части России. В 2004 г. были учреждены ОАО «ГидроОГК» (в настоящее время – РусГидро), все 6 тепловых ОГК и 6 из 14 ТГК. В 2005 г. были созданы еще 7 ТГК, 4 МРСК, охватывающие всю территорию России за исключением Дальнего Востока и изолированных энергосистем, были запущены рынок электроэнергии (мощности) переходного периода в Сибири и балансирующий рынок. В 2006 г. создано 55 из 56 магистральных сетевых компаний (МСК), допущены к торгам на биржевых площадках ценные бумаги 91 новой компании, выделенной из реорганизованных АО-энерго. К концу 2007 г. перешли на единую акцию и начали функционировать как единые операционные компании все 6 тепловых ОГК и 12 из 14 ТГК. Наконец, 3 сентября 2007 г. был завершен первый этап реорганизации РАО «ЕЭС России».

В ходе второго этапа реорганизации (2007-2008 гг.) завершилось структурное реформирование электроэнергетической отрасли России, произошло обособление от РАО «ЕЭС России» всех компаний целевой структуры отрасли (ФСК, ОГК, ТГК и др.). С 1 июля 2008 г. прекращена деятельность головного общества ОАО РАО «ЕЭС России». Реестр акционеров РАО «ЕЭС России» закрыт 6 июня 2008 года.

В результате реформирования РАО «ЕЭС России» были созданы и функционируют компании целевой структуры, предусмотренные планом реформы отрасли, функционирует переходная модель розничного и оптового рынка электрической энергии (мощности). Государство обеспечило контроль за естественно-монопольным сектором электроэнергетики: более 75 % акций ОАО «ФСК ЕЭС»; 100 % акций ОАО «СО ЕЭС». Кроме того, государство сохранило участие в следующих компаниях: более 52 % акций ОАО «ГидроОГК», ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «РАО ЭС Востока». Тепловая генерация была продана стратегическим частным инвесторам в виде сформированных ОГК и ТГК. К 2011 г. завершилась поэтапная либерализация оптового рынка электроэнергии (мощности) с доведением в 2011 году доли электроэнергии (мощности) продаваемой по свободным ценам до 100 %, за исключением поставок электрической энергии (мощности) в неценовых зонах и поставок населению.

В регулируемых секторах с 2010 г. (в распределительных сетевых компаниях с 2009 г.) осуществляется переход к установлению долгосрочных тарифов (на 3-5 лет) методом доходности инвестированного капитала (RAB). Данный метод обеспечивает возврат инвестированного капитала и доход на него на уровне, сопоставимом с другими отраслями экономики, и направлен на стимулирование инвестиций в регулируемый сектор электроэнергетики. Применение долгосрочных тарифов стимулирует регулируемые организации снижать

расходы и технологические потери ниже установленного уровня. Помимо электроэнергетики и теплоэнергетики метод доходности инвестированного капитала будет применяться и в других инфраструктурных отраслях. Но нужно отметить, что практика внедрения RAB показала, что при отсутствии эффективного регулирования оно может стать предпосылкой для бесконтрольного повышения тарифов.

В результате реформы 2000-х гг. российская электроэнергетика стала одним из мировых лидеров по глубине рыночных преобразований, обогнав Европейский союз и США.⁵² Специфика российской реформы состояла в том, что впервые в мировой практике и вопреки бизнес-логике главным инициатором реформы была собственно естественная монополия,⁵³ хотя реформа предполагала ее ликвидацию. Де-факто нормативной основой реформирования стала «Стратегия реформирования РАО «ЕЭС России» «5+5».

Анализ хода реформы показывает, что ее реальной целью с самого начала была приватизация электроэнергетики. При этом выдвигавшиеся обоснования реформы были не более чем предлогом. В реальности либерализация отрасли и создание рынка не были целью реформы; они были нужны для того, что сделать покупку электроэнергетических активов привлекательной, обеспечив возврат средств и высокие прибыли. Привлечение инвестиций вообще было использовано как предлог, но реальной целью реформы не являлось (естественно, что и достигнута эта заявленная цель не была).

Цель приватизации электроэнергетики была в основном достигнута. Были проданы акции 5 из 6 ОГК и 13 из 14 ОГК, что принесло РАО «ЕЭС России» более 447 млрд рублей. Эти средства были направлены на счета проданных генерирующих компаний с целью последующего их целевого использования для инвестиций, но фактически оказались под контролем новых собственников. Уже после ликвидации РАО государство выручило от продажи принадлежавших ему пакетов акций 390 млрд руб., направив эти средства на реализацию инвестиционных программ ОАО «РусГидро» и ОАО «ФСК ЕЭС». Средняя цена продажи составила 500-600 долл. за кВт установленной электрической мощности. С одной стороны, это немного, учитывая, что стоимость строительства новых мощностей реально составляет 1200-2000 долл. и более. С другой стороны, акции были проданы на пике рынка (2007 и начало 2008 г.) и с премией к текущим ценам. В итоге было приватизировано 70 % генерирующих активов, в том числе 10 % оказались под контролем иностранных инвесторов. Однако, в кризис резко укрепились позиции ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», которое далеко вышло за рамки своих исходных функций по экспорту-импорту электроэнергии и установило контроль над целым рядом ОГК и ТГК. Таким образом, наметилась тенденция возврата государства в собственность в электроэнергетике.

⁵² Оценка реформы в электроэнергетике основана на материалах ИПЕМ // Реформирование естественных монополий России / под общ. ред. Ю. З. Саакяна; Институт проблем естественных монополий. М.: ИПЕМ, 2010. 372 с.

⁵³ РАО «ЕЭС России» под руководством А. Б. Чубайса.

Как уже было отмечено, одной из официально заявленных целей реформы было привлечение частных инвестиций в электроэнергетику, без которых, по утверждению реформаторов, развитие отрасли было невозможно. Но, во-первых, нигде в мире не проводилась реформа электроэнергетики с целью наращивания инвестиций. Напротив, реформы проводились в условиях избытка мощностей, что создавало конкуренцию и приводило к краткосрочному снижению цен на электроэнергию (в пределах 2-3 лет). Этот эффект достигался за счет того, что ранее цены обычно регулировались в зависимости от уровня инвестиций (аналог метода доходности инвестированного капитала RAB), что провоцировало завышенные инвестиции и, соответственно, тарифы. Ликвидация этой избыточной нагрузки давала возможность снизить цены, но через несколько лет их рост обычно возобновлялся из-за недоинвестирования. Мировая практика показывает, что проблема дефицита мощностей путем либерализации решена быть не может.

Во-вторых, тезис о невозможности строительства необходимых мощностей силами государственной компании РАО «ЕЭС России» опирался на крайне завышенный прогноз роста потребления электроэнергии на 4,2-4,5 % в год до 2020 года. Между тем такой рост спроса – причем краткосрочно – достигался в новейшей истории России только дважды – в 2006 г. в результате аномальных холодов и быстрого промышленного роста и в 2010 г. в условиях холодной зимы, аномально жаркого лета и посткризисного подъема промышленного производства. Средние темпы роста за 2000-е гг. не превышают 2,2 %. Очевидно, что прогноз РАО был заведомо невыполним и дан исключительно с целью оправдания приватизации отрасли.

В-третьих, не существует прямой связи между приватизацией и объемом инвестиций. Доля средств, вырученных за счет продажи долей государства в образованных электроэнергетических компаниях, по оценке ИПЕМ, не превышает 11 % общего объема инвестиций в электроэнергетике и 25 % объемов инвестиций генерирующих компаний. Остальная часть средств приходится на кредиты, тарифные источники и бюджетные вложения, которые могли быть мобилизованы и без приватизации. При этом бюджетные вложения в электроэнергетику не только не сократились, но и возросли. Таким образом, реально необходимый объем инвестиций в отрасль вполне мог быть обеспечен и без приватизации.

В-четвертых, инвестиционные программы генерирующих компаний фактически не выполняются. При этом ни в «Инвестиционных меморандумах», ни в «Договорах на предоставление мощностей» не были должным образом прописаны обязательства генерирующих компаний, которые могли отказаться от них при целом ряде условий, включая экономический кризис и срыв графика реформирования электроэнергетики. В результате ввода мощностей в 2010 г. достигли всего 2,8 ГВт, что показывает незначительный прирост по сравнению с очень низким дореформенным уровнем и во много раз ниже целевых уровней, заявленных в ходе реформы.

Другой официальной целью реформы было создание конкурентного рынка электроэнергии. Но избранная модель двусторонней конкуренции по определению приводила к маргинальному ценообразованию, когда уровень цен определяется по наименее эффективным электростанциям, участвующим в покрытии спроса (а не по среднему взвешенному уровню). В результате все производители электроэнергии получают прибыль, а владельцы наиболее эффективных мощностей – сверхприбыли, а покупатели электроэнергии соответственно терпят убытки. Кроме этого очевидного эффекта, маргинальное ценообразование создает множество возможностей для манипулирования рынком.

Созданный рынок электроэнергии в России состоит из трех сегментов:

- 1) долгосрочные двусторонние договора (регулируемые и нерегулируемые);
- 2) спотовый рынок на сутки вперед;
- 3) балансирующий рынок.

При этом генерирующие компании выступают как в качестве поставщиков, так и в качестве перепродавцов. Особенностью рынка является то, что АЭС и ГЭС продают электроэнергию на основе ценопринимающих заявок (обязательств поставить электроэнергию по цене, сложившейся на рынке). В результате на ценообразование влияют только ТЭС, у которых себестоимость электроэнергии выше. Это приводит к систематическому завышению тарифов, особенно в первой ценовой зоне (Европейская Россия и Урал).

Формально (по уровню концентрации производства электроэнергии и мощности по отдельным компаниям и на уровне России в целом) он действительно является конкурентным (по оценкам ИПЕМ, индекс Херфиндаля – Хиршмана составляет 520 при критическом уровне 1000). Но с учетом того, что некоторые собственники контролируют целый ряд компаний, этот индекс по собственникам составляет 1020, что уже соответствует умеренной концентрации на рынке. При этом следует учесть, что из-за инфраструктурных ограничений свободный переток мощности возможен далеко не всегда. Если рассматривать зоны свободного перетока мощности, то в послереформенное время из 29 зон ни одна не была конкурентной, только в двух наблюдалась умеренная концентрация. Во всех остальных имело место доминирующее положение одного-двух участников рынка, в ряде случаев – абсолютное. ИПЕМ отмечает также, что велика не только концентрация собственно в генерации электроэнергии, но и в поставках топлива, особенно со стороны ОАО «Газпром» (более 70 % поставок природного газа на внутренний рынок) и ОАО «СУЭК» (30 % поставок энергетических углей).

В результате динамика цен на рынке электроэнергии не соответствует принципу баланса спроса и предложения. На отдельных рынках имеет место либо монополия, либо (реже) монопосония (в Восточной Сибири – «Русал»). Активно применяются методы манипулирования рынком, чему способствует его запутанная структура. В таких условиях говорить о конкуренции на рынке электроэнергии бессмысленно: фактически в большинстве случаев речь идет о монополии, перекладывающей издержки на потребителя. Положение усугу-

бляется хаосом в сбытовых структурах, в результате которого они практически не регулируются, а уровень розничных цен для промышленных предприятий может в несколько раз превышать оптовые цены и расти на десятки процентов в год в течении ряда лет, достигая и превышая европейский уровень.

Кроме того, предполагается создание рынка мощности, который должен компенсировать постоянные затраты электростанций, в отличие от переменных, которые компенсируются рынком электроэнергии. Однако, по-видимому, на рынке мощностей сложатся завышенные цены из-за маржинального ценообразования (в сущности, этот рынок искусственный, и цены на нем в решающей степени зависят от регулятора), что приведет к более быстрому возврату инвестиций генерирующих компаний, но ляжет на плечи потребителей. Как указывает ИПЕМ, проблема усугубляется тем, что Гражданский кодекс РФ вообще не содержит определения мощности как товара, что усложняет формирование договорной базы. В результате запуск рынка мощностей откладывался уже несколько раз.

С точки зрения результатов реформы необходимо отметить следующее. Для населения последствия реформы пока незначительны, темпы роста тарифов, регулируемых (фактически устанавливаемых) государством, несколько возросли по сравнению с дореформенным уровнем, но пока затраты на электроэнергию составляют небольшую долю в общих расходах. С точки зрения цен основные проблемы ожидаются после 2014 г., когда цены на электроэнергию для населения будут определяться на основе цен оптового рынка, хотя уже сейчас рост цен на электроэнергию вносит значимый вклад в потребительскую инфляцию.

Более существенной является проблема подключения к электроэнергетическим сетям. По стоимости этого процесса Россия находится на одном из худших мест в мире среди 150 стран. Это касается как индивидуальных потребителей и жилищного строительства, так и бизнеса. По данным РЭК Москвы, стоимость подключения в Москве составляет 40-100 тыс. руб. за 1 кВт.

Для промышленности, на которую приходится 55 % потребления электроэнергии в России, в кризисных условиях спада спроса продолжающийся рост тарифов на 20-25 %, а иногда и более оказался тяжелым бременем. При этом высокие цены на подключение означают ценовую дискриминацию новых потребителей, что явно сдерживает экономический рост. Эта проблема касается не только потребителей, но и производителей электроэнергии, которые сталкиваются с очень высокими издержками подключения генерирующей мощности к сети.

В целом реформа электроэнергетики представляет собой попытку экономического расчленения единого технологического процесса. Это, естественно, сопровождается неуправляемым ростом транзакционных издержек, в первую очередь управленческих расходов (в 12 раз за 2004-2008 гг.), а также возникновением многочисленных искажений на искусственно созданных рынках. Фактическое отсутствие конкуренции в электроэнергетике приводит к тому, что издержки компаний значимо не снижаются. При этом максимальные прибыли

получают не частные генерирующие компании (за исключением кризисного 2009 г.), а государственные компании в атомной и гидравлической генерациях, а также сбытовые структуры.

Говоря о реформе электроэнергетики в целом, следует признать ее изначально необоснованность. При ее подготовке за основу была взята не проверенная временем Единая электроэнергетическая система как единый инфраструктурный народно-хозяйственный комплекс, включающий в себя и хозяйственно самостоятельные структуры генерации, транспорта, потребления и управления, а обособленные бизнес-единицы со своими частными интересами (прибылью). Разрыв между физическими перетоками энергии и финансовыми потоками привел в электроэнергетике к вытеснению на второй план ключевых инфраструктурных задач отрасли. Среди них – надежность энергоснабжения, своевременное физическое и моральное воспроизводство основных производственных фондов, энергоэффективность использования природных ресурсов и резервных мощностей, требования технической и экологической безопасности. Заманчивая идея привлечения инвестиций в электроэнергетику извне не была решена, ибо за все приходится расплачиваться потребителю, который оказался беззащитным перед лицом монополистов.

В результате уже в начале 2011 г. положение дел в электроэнергетике привлекло внимание первых лиц государства. Была поставлена задача усиления регулирования в отрасли и ограничения бесконтрольного роста цен. Но эти решения, угрожающие прибыльности генерирующих компаний (а также сетевых и сбытовых структур) немедленно привели к тому, что ряд собственников начали поиски покупателя на свои активы и сокращение инвестиционных программ.

Газовая промышленность

Газовая промышленность России с самого начала создавалась для выполнения экономических и социальных задач в условиях и в рамках системы централизованного планирования и управления. Газовую промышленность России отличали и отличают в настоящее время системные специфические особенности материально-технологических активов, что существенно снижает возможности создания конкурентных процедур в освоении месторождений и создает предпосылки для формирования мягких институциональных условий (в интересах тех групп «контроля», которым удалось обеспечить доминирование в определенный момент времени).

Традиционно объективной предпосылкой перехода к конкурентной организации рынка газа считается наличие соответствующей разветвленной газотранспортной инфраструктуры, обеспечивающей множественность выбора между поставщиками и потребителями. Одной из характеристик может служить соотношение протяженности распределительных газовых сетей и магистральных газопроводов. Так, в США этот показатель равен 12:1, в Западной Европе – 10:1, в России – 2:1. Поэтому Россия находится на более ранней стадии формирования газового рынка со всеми вытекающими из этого последствиями.

Отсюда следует очень важный практический вывод: *до тех пор пока производственно-технологическая структура газового сектора России сохраняет особенности предыдущей технологической системы (обусловленной не столько собственно технологиями, сколько сформировавшимися условиями их применения) необходимо наличие эффективной системы государственного регулирования широкого спектра видов деятельности в рамках данного сектора.* Это предполагает наличие не только норм, правил и процедур, обеспечивающих реализацию экономически эффективных решений, но также и различных по формам собственности и особенностям функционирования (прежде всего привлечения финансовых ресурсов для реализации новых все более сложных проектов).

Тем не менее в газовом секторе России существует группа производителей газа, которая с известной долей условности может быть определена как «независимые газовые компании». В более общем случае все газовые компании могут быть разделены на две основные группы – с участием и без участия ОАО «Газпром». Все компании с участием ОАО «Газпром» созданы двумя основными путями – или при участии компании, или при участии высших менеджеров компании. При этом до 2002 г. доминирующей формой образования «независимых» газовых компаний было создание их при участии отдельных высших менеджеров. Так были сформированы такие компании, как, например, «Итера» и «Роспан».

Примером независимой (на начальном этапе становления) и динамично развивающейся газовой компании является ОАО «НОВАТЭК», которая считается второй в России по объемам добычи природного газа. Ее отличительной особенностью является то, что она была создана в рамках реализации новых проектов, на не вовлеченных ранее в разработку (и недостаточно разведанных) месторождениях. ОАО «НОВАТЭК» ведет добычу на Юрхаровском, Восточно-Таркосалинском, Ханчейском и других месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа.

Третья группа независимых газодобывающих компаний представлена собственно нефтяными компаниями. Ряд компаний – ТНК-ВР, ЛУКОЙЛ – реализуют газовые проекты, ряд компаний – Сургутнефтегаз, ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР, Роснефть – осуществляют добычу попутного нефтяного газа. И те и другие проекты имеют свою определенную специфику, которая связана с формированием системы неформальных институтов, обеспечивающих прежде всего доступ в систему магистральных газопроводов ОАО «Газпром», а также к эффективным потребителям.

В России в течение последних десяти лет стремительно растет добыча попутного нефтяного газа (ПНГ).⁵⁴ При этом также растет и объем его сжигания, поскольку системы сбора и утилизации ПНГ, созданные в рамках системы централизованного планирования и управления, не позволяют в полной мере осуществлять свободные рыночные трансакции.

⁵⁴ В. Крюков, В. Силкин, А. Токарев, В. Шмат. Как потушить факелы на нефтепромыслах? Институциональный анализ условий комплексного использования углеводородов (на примере попутного нефтяного газа). Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2008. 337 с.

Роль и значение независимых газовых компаний (имеющих потенциал добычи свыше 200 млрд куб. м к 2020 г.) трудно переоценить. Однако повышению их роли и значения препятствует отсутствие целого ряда норм и правил. В частности, для развития независимых производителей газа как минимум необходимо обеспечить режим их доступа к системе магистральных газопроводов, развитие мощностей по переработке попутного газа и конденсата.

Структурные преобразования ОАО «Газпром» в настоящее время ограничены противоречивыми попытками внутреннего реформирования. В качестве основного подхода в целях совершенствования внутрикорпоративной структуры осуществляются разделение многопрофильных предприятий ОАО «Газпром» по видам деятельности (добыча, транспорт, хранение и переработка газа), выведение из состава дочерних добывающих обществ и газотранспортных обществ подразделений по сервисному обслуживанию основного производства.

В результате создаются специализированные компании по следующим направлениям: транспорт газа, подземное хранение газа, добыча газа и газового конденсата, переработка газа и жидких углеводородов, капитальный ремонт скважин, капитальный ремонт магистральных трубопроводов, специализированное обслуживание, добыча нефти и др. Концентрация в каждом дочернем обществе одного основного вида деятельности поможет повысить эффективность его производственно-хозяйственной деятельности и обеспечить прозрачность финансовых потоков. В целях повышения эффективности газовой отрасли в ОАО «Газпром» по поручению правительства готовится долгосрочная стратегия компании в сфере добычи и транспорта. Подготовлен и в основном одобрен проект Генеральной схемы развития газовой отрасли до 2030 года.

В целях поступательного реформирования и развития рынка газа в Российской Федерации в 2005 г. внесены поправки в Закон «О газоснабжении в Российской Федерации» и проведена либерализация акций ОАО «Газпром». В результате либерализации в настоящий момент сняты существовавшие ограничения на участие иностранного капитала в покупке ценных бумаг компании. Данная мера способствовала повышению прозрачности сделок с акциями компании, увеличению капитализации и повышению инвестиционных рейтингов ОАО «Газпром».

Постановлением Правительства Российской Федерации от 2 сентября 2006 г. № 534 «О проведении эксперимента по реализации газа на электронной торговой площадке» был запущен эксперимент по продаже газа ОАО «Газпром» и независимыми производителями газа в объеме до 10 млрд куб. м. по свободным ценам. В 2009 г. эксперимент был временно прекращен из-за разногласий между регулирующими органами, но затем продолжен.

В целях защиты экономических интересов Российской Федерации, обеспечения поступлений доходов в бюджет, а также поддержания топливно-энергетического баланса страны принят Федеральный закон от 18 июля 2006 г. № 117-ФЗ «Об экспорте газа». В соответствии с данным законом право на экспорт природного газа предоставляется собственнику единой системы газоснабжения или его 100 %-му дочернему обществу.

Нефтяной комплекс

В нефтяной отрасли до 2004 г. отечественные государственные компании выступали в качестве доноров активов для частных ВИНК. После прихода нового Президента РФ в 2000 г. произошла смена стратегии в отношении государственных компаний. Поменялась роль советов директоров, куда вошли новые представители Правительства РФ. Они стали играть более весомую роль в управлении компаниями. С одной стороны, чиновники обеспечивали госкомпаниям «административным ресурсом», с другой – выполняли функции контроля над деятельностью менеджмента. На первом этапе был осуществлен возврат активов, выведенных из госкомпаний в 1990-е годы. На втором этапе началось «пополнение» компаний с государственным участием нефтегазовыми активами. Так, в 2004-2007 гг. был осуществлен раздел имущества компании ЮКОС, в отношении менеджеров которой было возбуждено уголовное дело о неуплате налогов.

Возврат государства в нефтяной сектор в качестве самостоятельного игрока, инициированный сменой правящих элит, был обусловлен рядом причин. Среди них можно выделить следующие:

1. *Отсутствие эффективного механизма регулирования природопользования.* Недостатки нормативно-правовой базы в данной сфере позволяли частным компаниям аккумулировать значительные доходы рентного характера и определять принципы ведения хозяйственной деятельности. Это негативно сказывалось как на состоянии минерально-сырьевой базы, так и на сумме налоговых отчислений в бюджет. Соответственно, недостатки регулирования государство попыталось компенсировать восстановлением прямого контроля над значительной частью нефтегазовых активов.

2. *Усиление контроля над формированием существенной доли бюджетных доходов.* Государство как собственник получило возможность контролировать большую условных углеводородов, производимых в стране, и определять тем самым существенную часть поступлений в бюджет.

3. *Необходимость освоения новых месторождений в новых нефтегазоносных провинциях.* Осуществление данных проектов в районах Восточной Сибири, Дальнего Востока требует привлечения значительных инвестиций, которыми не располагают отечественные частные компании. В России необходимыми средствами обладает только государство, поэтому создание крупных государственных компаний должно способствовать реализации данных проектов.

Вместе с тем новое перераспределение собственности, инициированное федеральными органами власти, отрицательно отразилось на инвестиционном климате страны и доверии отечественных и зарубежных инвесторов. Например, ЛУКОЙЛ из-за отсутствия перспектив приобретения новых добывающих активов в России пересмотрел инвестиционную стратегию в сторону преимущественного развития зарубежных проектов.

Кроме того, в 2000-х гг. несколько нефтяных компаний прекратили свое существование.⁵⁵ Так, НК «СИДАНКО» и НК «ОНАКО» были поглощены ТНК-ВР в 2005 году. В 2006 г. нефтяная компания ОАО «Сибнефть» (с нефтедобывающими предприятиями и Омским НПЗ) вошла в состав ОАО «Газпром» и была переименована в ОАО «Газпром нефть». В 2002 г. на базе десятков мелких и средних разрозненных активов была сформирована НК «Русснефть». Впоследствии в результате целого ряда манипуляций, перехода этого актива из рук в руки и консолидации его с другими активами, рассмотрение которых не является задачей этого исследования, были созданы предпосылки для формирования еще одной полноценной ВИНК.

В 1990-е гг. топливно-энергетический комплекс подвергся активному реформированию с целью создания в нем рыночной среды. Но реформы не были последовательны, во всех отраслях проводились по различным моделям, подвергались давлению отраслевых лобби и в результате привели к противоречивым результатам.

В нефтяном комплексе в ходе реформирования удалось обеспечить формирование вертикально интегрированных нефтяных компаний как основы развития отрасли, но этот процесс пошел по неоптимальному пути чрезмерного дробления отрасли и сопровождался большими издержками.

В газовой промышленности было сохранено единство Газпрома, что стало фактором относительной стабильности в отрасли, хотя его управляемость и эффективность снизились.

Очень жесткая реструктуризация прошла в угольной промышленности, но она позволила, в том числе с использованием средств международных финансовых организаций, создать предпосылки для последующего роста.

Отсутствие внятной стратегии реформирования теплоснабжения и искаженная система тарифов привели к тяжелейшему кризису в отрасли.

В электроэнергетике в 1990-е гг. сложилась сложная структура отрасли с сочетанием естественной монополии в лице РАО «ЕЭС России», объединявшей генерирующие и сетевые активы и управление энергосистемой, с множественностью АО-энерго. Эта структура была неэффективной, что стало одной из причин реформирования отрасли в 2000-е гг., в ходе которого произошли разделение РАО на естественно-монопольные и конкурентные виды деятельности, приватизация генерирующих активов и развитие оптового рынка электроэнергии.

Но эффективный рынок электроэнергии так и не сложился, монополизм и неэффективное регулирование привели к стремительному росту цен и тарифов при ограниченных успехах в реализации инвестиционных программ вновь образованных независимых генерирующих компаний.

⁵⁵ Об изменениях в организационной структуре в 1990-е гг. подробнее см. в подразделе 3.3.4, о современной организационной структуре отрасли – в подразделе 6.6.1.

В целом практическое отсутствие рыночной инфраструктуры и цивилизованного энергетического рынка привело к деформации соотношения цен на взаимозаменяемые энергоресурсы. Также не в полной мере обеспечивается необходимая прозрачность хозяйственной деятельности субъектов естественных монополий, что негативно сказывается на качестве государственного регулирования их деятельности и на развитии конкуренции.

3.4. Энергоэффективность российской экономики и климатическая политика

Важнейшим аспектом взаимодействия ТЭК и экономики России является повышение энергоэффективности производства, передачи и потребления ТЭР, понимаемое как увеличение полезного продукта при неизменных затратах энергии. Частным случаем повышения энергоэффективности выступает энергосбережение, т.е. сокращение затрат энергии при стабильном полезном продукте.⁵⁶

В национальном масштабе оба показателя характеризуются динамикой энергоемкости ВВП (затрат энергии на единицу ВВП). Однако само по себе снижение энергоемкости не свидетельствует о росте эффективности экономики – напротив, низкая энергоемкость часто присуща наименее развитым странам с преобладанием примитивных форм хозяйственной деятельности. Повышение энергетической эффективности экономики – это прежде всего качественная величина, основанная на оценке причин и структуры изменения энергоемкости.

Под энергоэффективностью понимается эффективное использование энергетических ресурсов, т.е. достижение экономически оправданной эффективности использования топлива и энергии при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдении требований к охране окружающей среды. Таким образом, повышение энергоэффективности объединяет в себе комплекс мер по увеличению КПД производственных процессов, оптимизации взаимодействия звеньев внутри производственной цепочки, улучшению бизнес-процессов, повышению экологичности производства и эффективности систем управления и т.д.

⁵⁶ Большое значение имеет и сравнение эффективности производства различных энергоресурсов (или определенного вида энергоресурсов в разных районах). В последнее время одним из инструментов такого сравнения становится EROEI (Energy Return On Energy Invested) – энергетическая рентабельность, или соотношение полученной энергии к затраченной. Подробнее см.: А. Сафронов, А. Голоскоков. EROEI как показатель энергоэффективности. Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 4.

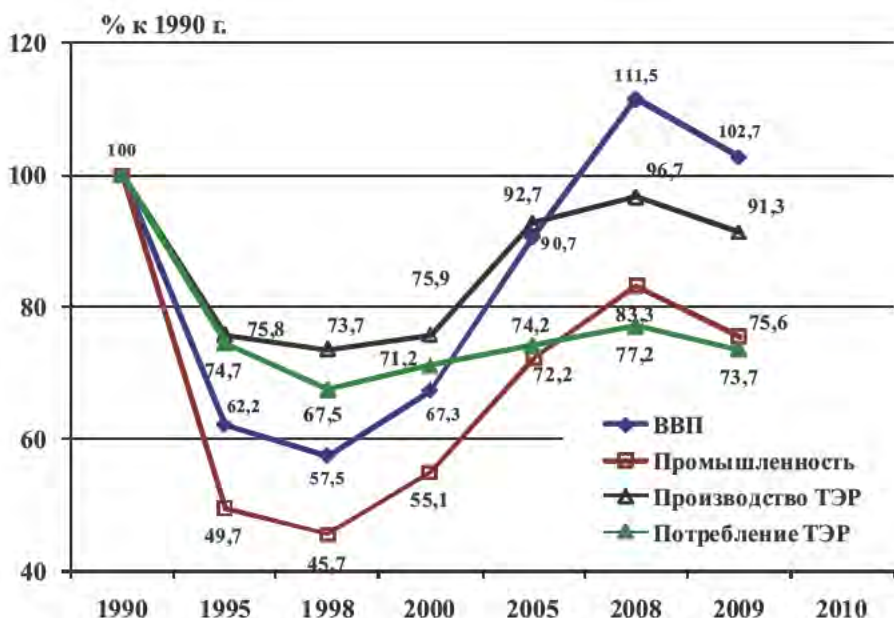
3.4.1. Динамика энергоемкости ВВП в России

Экономика России традиционно характеризуется чрезвычайно высокими абсолютными и удельными показателями потребления ТЭР. В 2000-е гг. вплоть до кризиса 2008-2009 гг. темпы прироста ВВП существенно опережали темпы прироста потребления ТЭР, что приводило к устойчивому снижению удельной энергоемкости народного хозяйства страны. Однако движущей силой этого процесса было не столько повышение энергетической эффективности, сколько благоприятная ценовая конъюнктура на сырьевых рынках при консервации структурных проблем российской экономики.

Кроме того, снижение удельной энергоемкости в России определялось не только результатом реального роста энергоэффективности производства, транспорта и потребления топлива и энергии, но и структурными сдвигами в экономике (прежде всего – опережающим развитием сферы услуг).

Одной из ключевых причин высоких показателей роста советской экономики, особенно в период нефтегазового, атомного и гидроэнергетического бума 1960-1980-х гг., была широкая доступность и низкая стоимость первичных энергоресурсов (без учета огромных первоначальных инвестиций в инфраструктуру). Это предопределило чрезмерный уровень ее энергоемкости: изобилие дешевой энергии не создавало стимулов для ее экономии – напротив, провоцировало опережающее развитие высокоэнергоемких отраслей промышленности. В период экономического спада 1990-х гг., несмотря на общее уменьшение энергопотребления, энергоемкость российской экономики росла в силу опережающего сокращения производства в малоэнергоемких отраслях промышленности. Только в фазе экономического роста 1998-2008 гг. сформировалась тенденция сокращения энергоемкости: среднегодовое снижение в 2001-2008 гг. составляло 5 % (эластичность роста энергопотребления к росту ВВП – 0,2), и к концу 2008 г. по сравнению с 2000 г. накопленное снижение составило 33 % (рис. 3.15).

В целом уровень энергоемкости экономики России за период с 1990 по 2009 г. сократился на 28,2 %, а за 1998-2008 гг. (период быстрого снижения энергоемкости) – на 38,3 % (рис. 3.16, 3.17). В 2009 г. была прервана многолетняя тенденция снижения удельной энергоемкости: в связи с последствиями экономического кризиса при снижении ВВП за год на 7,9 % потребление ТЭР снизилось только на 5,6 %. Это привело к росту удельной энергоемкости экономики на 2,2 %.



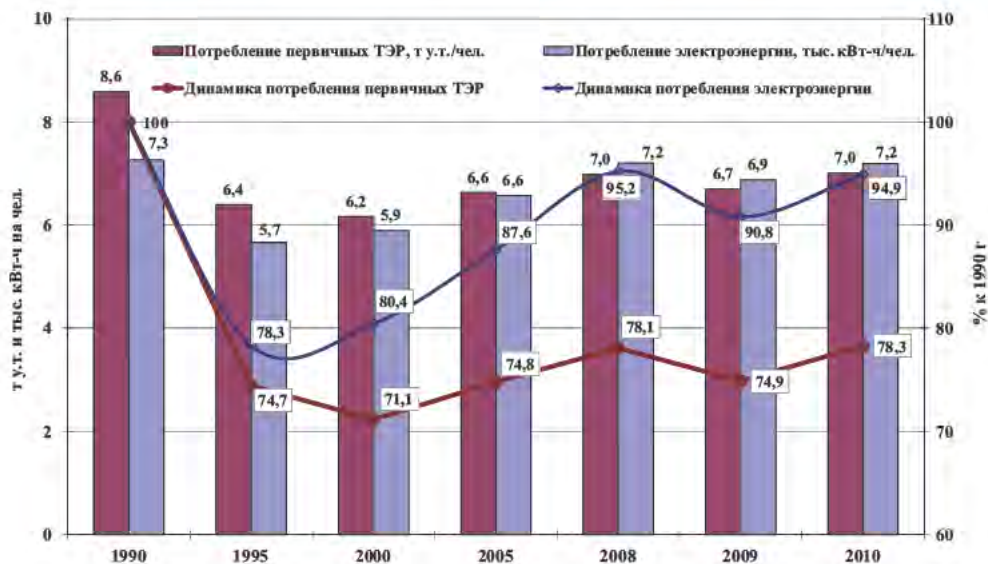
Источник: данные Росстата, Минэкономразвития России, Минпромэнерго России и расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 3.15. Сопоставление динамики производства ВВП и промышленной продукции с производством и потреблением первичных ТЭР в 1990-2010 гг.

Рост энергоемкости ВВП продолжился и в 2010 г., когда при росте ВВП на 4,0 % потребление ТЭР возросло на 5,4 %. Это было обусловлено опережающим восстановлением энергоемких экспортных отраслей. Таким образом, кризис привел к существенному ухудшению положения, которое даже в среднесрочной перспективе едва ли будет полностью компенсировано. В 2010-е гг. энергоемкость продолжит снижение, которое будет тем больше, чем выше темпы экономического роста, но возвращение на докризисную траекторию снижения маловероятно.

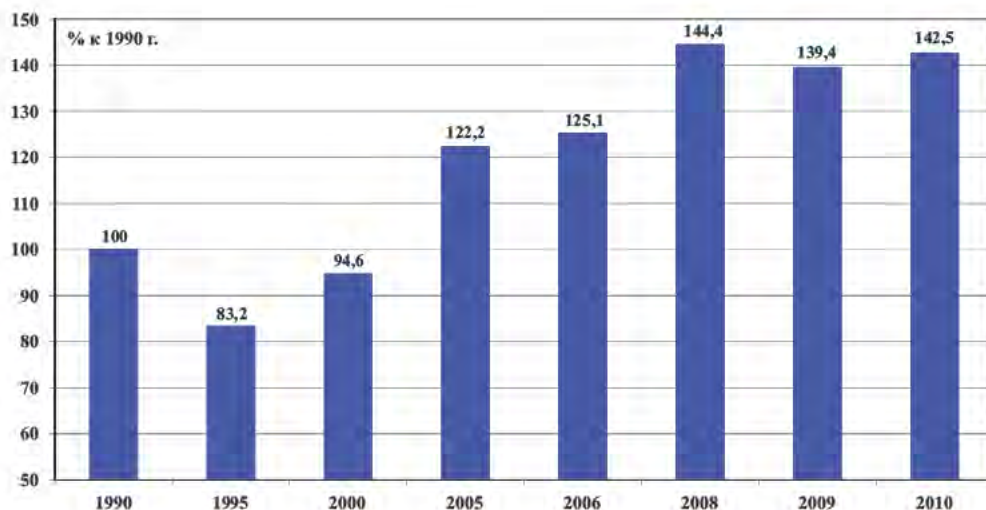
В условиях острого дефицита инвестиций в производственной сфере, а также крайне низкой динамики структурных трансформаций экономики снижение энергоемкости определяется главным образом ростом ВВП при стабилизации энергопотребления в непроизводственной сфере и снижением удельного энергопотребления в промышленности в связи с увеличением использования действующих мощностей. Для дальнейшего повышения энергоэффективности экономики необходимы ускорение ее структурных преобразований и реализация имеющегося технологического энергосберегающего потенциала.

РАЗДЕЛ 3. ЭКОНОМИКА И ТЭК РОССИИ НА ЭТАПЕ РЕФОРМИРОВАНИЯ



Источник: данные Росстата, Минэкономразвития России, Минпромэнерго России и расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 3.16. Динамика душевого энерго- и электропотребления России в 1990-2009 гг.



Источник: данные Росстата, Минэкономразвития России, Минпромэнерго России и расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 3.17. Динамика производства ВВП России на единицу потребленных ТЭР в 1990-2010 гг.

3.4.2. Энергосбережение в России

Высокая энергоемкость ВВП России обусловлена целым комплексом природных, технологических и организационных факторов. Поэтому необходима системная государственная политика структурного и технологического энергосбережения с использованием различных инструментов.

В ЭС-2030 указывается, что стратегической целью государственной энергетической политики в сфере повышения энергетической эффективности экономики является максимально рациональное использование энергетических ресурсов на основе заинтересованности их потребителей в энергосбережении, повышении собственной энергетической эффективности и инвестировании в эту сферу.

Повышение эффективности энергопользования может осуществляться как посредством энергетического совершенствования технологических процессов и потребления энергоресурсов в экономике (технологическое энергосбережение), так и путем структурного энергетического совершенствования экономики, совершенствования составляющих ее секторов (структурное энергосбережение). Структурное энергосбережение формируется под воздействием рыночных механизмов спроса за счет опережающего развития высокодоходных и малоэнергоемких видов экономической деятельности, таких как перерабатывающие, наукоемкие производства, сфера услуг (банковских, торговли, связи, информационных, коммунальных, транспортных и др.) и т.п. при снижении доли энергоемких секторов, таких как ТЭК, металлургия и др.

Оценка энергоемкости российской экономики по отдельным видам деятельности показывает, что для производства и распределения электроэнергии, газа и воды показатель энергоемкости на порядок выше, чем по другим видам деятельности (рис. 3.18). Он составляет 743 т у. т./млн руб., что в 4,3 раза больше, чем во втором по показателю энергоемкости виде деятельности – обрабатывающих производствах. Этот вид деятельности дает 35,4 % от общего потребления энергоресурсов в стране, при этом добавленная стоимость ВВП в этой сфере составляет только 3,4 % ВВП.

Эти данные показывают, насколько важную роль играет структурное энергосбережение. В 2000-е гг. доля структурного энергосбережения в суммарном снижении удельной энергоемкости экономики в России оценивается в 60-75 %. Быстрое снижение энергоемкости происходило за счет продолжающей структурной перестройки ВВП в пользу менее энергоемких отраслей сферы услуг, но практически без развития в направлении технологического энергосбережения. Последнее объясняется чрезвычайно слабыми стимулами для инвестиций в энергосберегающие технологии со стороны как промышленного, так и потребительского сектора.



Источник: Росстат, расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 3.18. Сравнительная оценка энергоемкости основных видов деятельности за 2005 г.,⁵⁷ т.у. т./млн руб.

Нереализованный потенциал организационного и технологического энергосбережения в России огромен и составляет от 390 до 450 млн т у.т. в год, или 39-45 %⁵⁸ от докризисного уровня потребления первичных энергоресурсов. Этот потенциал имеет следующую структуру:

- жилые здания – 18-19 %;
- электроэнергетика – 13-15 %;
- промышленность – 13-15 %;
- транспорт – 13-15 %;
- теплоснабжение – 9-10 %;
- сфера услуг – 9-10 %;
- строительство – 9-10 %;
- производство топлива – 5-6 %;
- сжигание попутного газа – 5-6 %;
- энергоснабжение государственных учреждений – 5-6 %;
- сельское хозяйство – 3-4 %.

⁵⁷ Показатель рассчитывался как отношение валовой добавленной стоимости отдельных видов экономической деятельности к объему потребленных этим видом деятельности энергоресурсов.

⁵⁸ Энергетика России: взгляд в будущее. Обосновывающие материалы к Энергетической стратегии России на период до 2030 года. М.: Издательский Дом «ЭНЕРГИЯ». 2010. С. 69-73.

При инерционном развитии экономики доля структурной составляющей в суммарном энергосбережении России будет и далее держаться на уровне порядка 65 % от общей величины снижения удельной энергоемкости, а доля организационного и технологического энергосбережения составит не более 35 %.

В случае перехода к инновационному развитию экономики значение структурных изменений постепенно будет уменьшаться, а доля реализации организационного и технологического потенциала превысит 50 % уже к 2015 году.

По современным представлениям потенциал снижения энергоемкости технологических процессов в промышленности с учетом потенциала инновационного развития при использовании наиболее эффективных из известных технологий составляет от 20 до 50 % средних энергозатрат. При этом технологически доступный потенциал энергосбережения достигает 50-75 %. Технологический потенциал снижения удельного (в расчете на площадь) энергопотребления в энергоснабжении зданий составляет до 70 %. Уровень уже существующих лучших образцов современных энергоэффективных зданий на 35-50 % ниже средних значений по общему фонду жилых и нежилых помещений. Как и в промышленности, главным фактором, сдерживающим снижение энергопотребления, в энергоснабжении зданий является инерция основных фондов. Вместе с тем значительный эффект может дать реконструкция уже существующих зданий и сооружений.

За последние 15 лет произошла революция в области технологий освещения. Основные состоявшиеся инновации: люминесцентные лампы с электронными пускорегулирующими аппаратами (ЭПРА); светодиоды белого цвета (на основе люминофоров и/или комбинаций цветных светодиодов); распространение систем управления освещением (в зависимости от времени суток, освещенности, наличия людей в помещении).

Переход от ламп накаливания к люминесцентному освещению может дать снижение электропотребления в размере 70-75 %. Еще более значительный эффект показывает переход на светодиоды. Технический потенциал энергосбережения в освещении в перспективе до 2050 г. составляет в среднем 60 %. К 2030 г. экономически доступный потенциал повышения энергоэффективности достигает 40 % текущего электропотребления в освещении.

Энергосбережение на уровне частных компаний и домохозяйств направляется как рыночными механизмами регулирования, так и государственным вмешательством. При условии отсутствия физического дефицита энергоресурсов ключевым рычагом рыночного регулирования выступает цена на энергию, что стало особенно очевидно в 2000-е гг. на фоне колоссальной волатильности нефтяных цен. Разумеется, рыночное ценообразование может стимулировать энергосбережение только на полностью либерализованных рынках. В России к ним, с определенными оговорками, можно отнести, например, рынок нефтепродуктов. На рынках, где сохраняется прямое государственное тарифообразование, в частности на газовом, ключевую роль играет целенаправленное повышение тарифов темпами, существенно опережающими инфляцию. Так, с

2000 по 2011 г. средние оптовые цены на природный газ для промышленных потребителей, устанавливаемые ФСТ для ОАО «Газпром» и являющиеся ориентиром для всего рынка, выросли в 7,5 раза (в номинальном выражении).

Помимо тарифного регулирования существенный потенциал государственного стимулирования энергосбережения заключается в повышении требований к энергопотребляющим характеристикам оборудования и производственных процессов, устанавливаемых в обязательных технических регламентах, во введении налоговых льгот на приобретение энергосберегающего оборудования, установлении жестких экономических санкций за несоблюдение энергосберегающих стандартов, активной информационной пропаганде и т.д.

3.4.3. Технологические проблемы повышения энергоэффективности

Доминирование простого энергосбережения в подходах к использованию энергии является оправданным, но временным явлением в экономике России. Энергосбережение не должно рассматриваться как долгосрочный приоритет. Экономический прогресс несовместим с экономией ресурсов на этапах крупных организационных и технологических сдвигов. Неоправданно создание искусственного дефицита энергии или уменьшение ее доступности (в т.ч. ценовой). Экономия ради экономии – бессмысленна. В этой связи долгосрочные перспективы развития экономики России связаны не с уменьшением потребления энергии, а с повышением эффективности ее использования.

На современном этапе развития рост энергоэффективности зависит от решения самых различных проблем, среди которых хотелось бы особенно отметить технологические, поскольку именно они закладывают основу устойчивого и долгосрочного снижения удельного потребления топлива и энергии.

Как известно, значительная часть всех используемых энергоресурсов связана с поддержанием комфортных условий проживания населения. Поэтому, например, Еврокомиссия за последние годы приняла целый ряд документов, регламентирующих жилищное строительство. Среди них – требования того, чтобы с 2012 г. энергопотребление всех офисных зданий было нулевым, а с 2024 г. – и всех остальных зданий. Характеризуя эти решения, координатор Генеральной дирекции по энергетике Еврокомиссии С. Фюрфари отметил: «Это кажется утопией, но это не так. У нас много старого жилого фонда с огромными энергопотерями, их теплоизоляция – просто отвратительна».⁵⁹ В настоящее время особой популярностью пользуются технологии «пассивного» и «активного» энергоэффективного дома.

⁵⁹ А.М. Мастепанов. Энергетика и геополитика – IX Форум «Клуба Ниццы»: некоторые итоги, выводы и комментарии /Приложение к общественно-деловому журналу «Энергетическая политика». М.: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2011.

«Пассивные» дома – это дома с пониженным потреблением энергии (особенно тепловой) за счет использования передовых строительных технологий и современного оборудования.⁶⁰ К основным технологиям «пассивных» зданий относятся:

- теплоизоляционные материалы для стен;
- теплосберегающая архитектура зданий;
- стеклопакеты, стекла с теплоотражающим покрытием;
- рекуперативные системы вентиляции;
- теплоаккумулирующие материалы, особенно использующие эффект фазового перехода и тепло химических реакций;
- теплонасосные системы, в т.ч. использующие накопление тепла/холода в грунте (использование грунта как аккумулятора тепла);
- использование солнечных панелей для отопления и охлаждения помещений;
- локальные системы когенерации тепла и электроэнергии;
- системы управления энергопотреблением и климатическим оборудованием.

«Пассивные» дома делятся на дома с низким, ультранизким или нулевым потреблением энергии, они станут важнейшей энергосберегающей инновацией в развитых странах в 2010-2020-е годы. Их развитие стимулируется государством. Так, уже в 2010-е гг. станут обязательными при новом строительстве стандарты энергопотребления зданий в Великобритании (BREEAM), США (LEED, программы Building America и Energy Star) и ЕС с постепенным ужесточением этих стандартов. В Германии к 2015 г. может быть принят стандарт энергопотребления для новых зданий – 20 кВт•час/м² в год. К 2020 г. стандарт может быть доведен до 10 кВт•час/м² в год. После 2030 г. возможно принятие стандарта «пассивного» дома для всех новых домов.

В отличие от «пассивных», «активные» дома – это дома не только с пониженным потреблением энергии, но и с производством энергии (на базе биотоплива, использования солнечной энергии) для собственных нужд и других потребителей. Экспериментальные варианты таких домов существуют уже в настоящее время, но для их массового распространения необходим ряд новых технологий. «Активные» дома подразумевают качественное изменение самого подхода к энергоснабжению домохозяйств.

Другим примером повышения энергоэффективности в бытовой сфере может служить концепция энергоэффективного города – обобщение технологии энергоэффективного дома. Помимо распространения энергоэффективных домов, энергоэффективный город предполагает технологические, организационные, экономические и пространственные решения, обеспечивающие низкий уровень потребления энергии городской инфраструктурой (освещение, транспорт, сетевая инфраструктура и пр.). Кроме того, энергоэффективный город предполагает

⁶⁰ Первые такие дома весной 2011 г. построены и в России (Подробнее см. Е. Арсюхин. Зеленый тупик. Почему в России терпят фиаско проекты экономии тепла и электроэнергии // Известия, № 49 (28 310), 23 марта 2011 г.; Активный эффект. Тематическое предложение к газете «Коммерсантъ», № 26, 26 мая 2011 г.).

органичное включение в городское пространство объектов производства энергии (на основе ВИЭ и использования вторичных источников энергии).

Значительный потенциал повышения энергоэффективности на основе инновационного развития содержится в системах управления инфраструктурой. В настоящее время дальше всего в этом направлении продвинулись исследования в области электроэнергетики, которые ввели в научный обиход понятие «умных» («интеллектуальных») сетей (smart grids). Главным следствием развития «умных» сетей в электроэнергетике является отход от концепции базовой нагрузки и переход к концепции подстраивания нагрузки в соответствии с потребляемой мощностью. По оценкам ОАО «ФСК ЕЭС», внедрение технологии «интеллектуальных» сетей уменьшит потери в российских электрических сетях всех классов напряжения на 25 %, что позволит достигнуть экономии 34-35 млрд кВт•ч в год. По оценкам ЦСР «Северо-Запад», развитие сети на основе новой технологии может сократить потребность в новых мощностях на 22 ГВт. Объем капитальных вложений в развитие распределительных и магистральных сетей в результате увеличения пропускной способности можно снизить почти на 35 млрд долларов. В дальнейшем потребуются масштабные исследования устойчивости сетей с учетом последствий кооперативного поведения производителей и потребителей, что будет стимулировать рост IT- и энергосервисных компаний.

«Умные» сети предполагают также управление спросом на энергию. Для этого применяются прежде всего дифференцированные тарифы. В развитых странах уже сейчас действует до 100 различных тарифов для разного времени суток, дней недели, месяцев года, активной и реактивной потребляемой мощности и т.п. В перспективе энергопотребляющее оборудование будет оснащаться электронными системами, позволяющими в режиме реального времени управлять уровнем энергопотребления. Кроме того, для управления спросом могут использоваться социальные нормативы на электроэнергию. В совокупности указанные решения помогут значительно снизить пиковую нагрузку, особенно в крупных городах, за счет снижения энергопотребления неприоритетных видов оборудования в периоды пиковой нагрузки.

Программы создания «умных» сетей официально приняты и реализуются в США и ЕС, где они рассматриваются как основное стратегическое решение в электроэнергетике.⁶¹

Существуют значительные перспективы адаптации технологий «умных» сетей к управлению трубопроводным транспортом природного газа, нефти и нефтепродуктов, однако на сегодняшний день исследования в этой области практически не проводятся из-за их невостребованности отраслевыми компаниями.

Большой потенциал повышения энергоэффективности связан также с развитием технологий накопления электроэнергии, которые включают в себя:

⁶¹ О перспективах и проблемах развития «умных» сетей в России см. также: Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID. М.: ИАЦ Энергия, 2010; Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике // Академия Энергетики. 2011. № 2.

- аккумуляторы и суперконденсаторы,
- сжатый воздух (КПД до 30-40 %),
- супермаховики (КПД может достигать 90 % и более),
- сверхпроводящие катушки (КПД к 2050 г. может быть доведен до 99 %),
- водородные генераторы (КПД может достичь 50-60 % к 2050 г.),
- аккумуляторы тепла с использованием фазовых переходов или энергии химических реакций (КПД до 30 %),
- гидроаккумулирующие станции (ГАЭС с КПД до 65 %) и т.д.

Необходимо отметить, что создание «умных» сетей, позволяющих снизить разрыв между минимальной и пиковой нагрузками и обеспечить динамичное управление мощностью, снижает потребность в накоплении энергии. Поэтому технологии накопления энергии, по-видимому, будут служить не для валового накопления энергии, а для стабилизации режима работы энергосистемы. При сравнительно малой абсолютной мощности они станут играть значимую роль в энергосистеме.

Ключевое значение для повышения энергоэффективности экономики России имеет увеличение доли продукции высокого передела первичных энергоресурсов в общем объеме производства и продаж на внутреннем и внешнем рынках. На наиболее технологически доступном уровне это может быть выражено в увеличении производства и продаж электроэнергии и развитии, например, газохимической промышленности.

Одним из важных направлений долгосрочного повышения энергетической и в целом экономической эффективности России является также разработка принципиально новых подходов к использованию ресурсов пресной и морской воды и Мирового океана в целом, что для России с ее огромной акваторией и колоссальными запасами чистой пресной воды особенно актуально. К сожалению, пока вода остается в России одним из наиболее недооцененных природных ресурсов, хотя в экономике будущего ее роль, скорее всего, будет не менее значимой, чем роль нефти и природного газа.

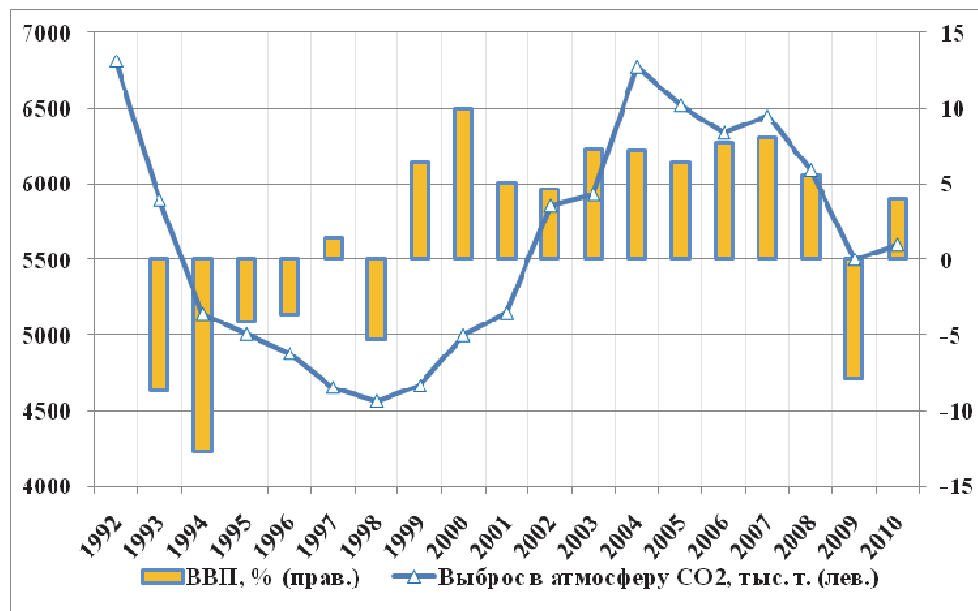
3.4.4. Выбросы CO₂ и загрязняющих веществ в энергетике России

В качестве одного из частных вопросов повышения энергоэффективности в последние годы в мировой практике все чаще рассматривается проблема выбросов парниковых газов. Российская экономика отличается высокой карбоноемкостью в силу прежде всего больших объемов сжигания ископаемого топлива.

Таким образом, реализация энергосберегающих мероприятий, особенно технологического характера, должна, помимо прочего, привести к существенному снижению удельных выбросов парниковых газов, что будет способствовать улучшению репутации России в мировом сообществе и создаст прочные основы для ее активной экспансии на развивающийся рынок эмиссионных квот.

В период с 1991 по 2010 г. общее сокращение выбросов CO₂ составило в России 27,4 %, а ее доля в мировой эмиссии сократилась с 10,4 до 5,1 %. При этом динамика сокращения выбросов не имела тенденции стабильного снижения на протяжении этого периода, что объясняется высокой зависимостью этого показателя от динамики ВВП (рис. 3.19). Так, после 1999 г. объем выбросов начал увеличиваться вместе с увеличением темпов роста экономики.

В 2008-2009 гг. общий объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и водные источники от предприятий ТЭК сокращался. Если в 2007 г. он превышал уровень 2005 г. на 3,1 %, то уже в 2008 г. был на 0,8 % ниже него, а в 2009 г. – на 5,0 % ниже. Но в 2009 г. снижение выбросов было обусловлено резким снижением потребления топлива (нефти – на 3,9 % к уровню 2008 г., угля – на 7,5 %, природного газа – на 8,0 %). Снижение выбросов загрязняющих веществ (на 3,7 %) в 2008 г. наблюдалось впервые за 2000-е гг., поэтому уровень 2008 г. выше уровня 2000 г. на 6,4 %.



Источник: Росстат, World Bank.

Рис. 3.19. Динамика выбросы в атмосферу окиси углерода (CO₂) в России (1992 – 2010 гг.), тыс. т

Вместе с тем тенденция устойчивого снижения выбросов не сформирована (показатели 2008 г. подверглись воздействию экономического кризиса, хотя и в меньшей степени, чем в 2009 г.). В 2009 г. выбросы парниковых газов в энергетике вследствие экономического спада снизились на 4 %: с 79 % от уровня 1990 г. до 75 %. По данным ООН, выбросы CO₂ в России выросли в 2000-2005 гг. всего на 3,4 %.

В перспективе этот рост замедлится в связи с замедлением роста потребления ископаемых топлив и постепенной структурной перестройкой экономики. При сохранении сложившейся в 2000-е гг. тенденции уровень выбросов в 83 % от 1990 г. в России будет достигнут не ранее 2018 г. (что для данного индикатора является положительным фактором).⁶²

Доля ТЭК в общих выбросах вредных веществ в атмосферу, и особенно в сбросах загрязненных сточных вод, достаточно велика (табл. 3.7). Так, на 2009 г. выбросы в атмосферу загрязняющих веществ составил 19 млн т, при этом на долю ТЭК пришлось 10 млн т (или 52,6 %). А доля ТЭК в сбросах сточных вод в 2008 г. составила 72,8 % (или 17,1 млрд куб. м). Причем эта динамика в обоих случаях за период с 2000 по 2009 г. была повышательной. Так, доля ТЭК в выбросах в атмосферу за этот период возросла на 10,9 %, а в сбросах сточных вод – на 1,2 % (на 2008 г.).

Таблица 3.7. Доля ТЭК в выбросах загрязняющих веществ в атмосферу и в сбросах сточных вод

	Годы					
	2000	2005	2006	2007	2008	2009
Выбросы в атмосферу загрязняющих веществ предприятиями ТЭК, млн т	18,7	20,4	20,6	20,6	20,1	19,0
Доля ТЭК в России, %	41,7	52,9	53,4	54,0	53,3	52,6
Сбросы загрязненных сточных вод предприятиями ТЭК, млрд куб. м	20,3	17,7	17,5	17,2	17,1	-
Доля ТЭК в России, %	71,6	71,1	72,0	72,7	72,8	-

Источник: Росстат, расчеты Института энергетической стратегии.

Одним из наиболее экологически и экономически эффективных направлений снижения нагрузки на окружающую среду со стороны ТЭК является утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ). Коэффициент утилизации ПНГ в 2008-2009 гг. продолжил расти приблизительно на 4 % в год, что к 2014 г. обеспечит достижение значения в 95 %, запланированного Энергетической стратегией. Однако ранее заявленные сроки (2012 г.), скорее всего, не удастся выдержать. Утилизация ПНГ является примером наиболее эффективной государственной политики, поскольку кроме экологических действовали также экономические соображения (по оценке Министерства природных ресурсов России, потери от сжигания ПНГ достигали 13 млрд долл. в год).

Однако в целом необходима активизация государственной экологической политики с акцентом на ограничение выбросов наиболее вредных веществ (оксиды серы, азота, органические вещества и пр.), а также парниковых газов.

⁶² Следует отметить, что в России практически не используются механизмы поощрения экологически направленных проектов, предусмотренные Киотским протоколом. По оценке экспертов, российские компании могли бы получить почти 2,5 млрд евро на повышение экологичности производства, но соответствующие для этого условия в стране, по сути, так и не созданы.

При этом главным инструментом государственной экологической политики должно стать введение экономической ответственности предприятий за нарушение экологической безопасности в виде системы страхования экологических рисков.

Будучи направленными на решение одной задачи (уменьшение энергоемкости валового продукта), повышение энергоэффективности является значительно более важным процессом по сравнению с ее частным проявлением – энергосбережением, поскольку приводит к качественному, инновационному росту экономики, тогда как энергосбережение выражается в модернизации (рационализации) производственных процессов на уже достигнутом уровне ее развития.

В этой связи для инновационного развития экономики России необходимо делать акцент именно на повышении энергоэффективности и производстве большей добавленной стоимости из данных объемов энергии.

РЕЗЮМЕ к разделу 3

За 1990-2000-е гг. переход к рыночной экономической системе в России был в основном завершен. За этот период топливно-энергетический комплекс страны также подвергся глубоким организационным и структурным преобразованиям.

В наименьшей степени они затронули газовую промышленность, где на фоне наименее острых производственных проблем было сохранено организационное единство отрасли и государственный контроль, а также атомную энергетику. В электроэнергетике произошло частичное организационное разделение, но костяк отрасли остался в составе РАО «ЕЭС России» как естественной государственной монополии. Это позволило обеспечить относительную стабильность в переходный период, но не решало ряда долгосрочных стратегических проблем развития отраслей.

Наиболее кардинальные преобразования с разделением на множество компаний и их приватизацией были проведены в нефтяной и угольной промышленности. В обоих случаях это сопровождалось глубоким спадом производства, но создало предпосылки последующего роста. В теплоснабжении реформирование не было достаточно продумано и привело к тяжелым результатам.

Практика показывает, что успешными оказались наиболее проработанные и продуманные реформы, ориентированные на решение долгосрочных проблем развития отрасли и созидательных задач, а не удовлетворение конъюнктурных интересов. В то же время ход реформ в большой степени зависел от состояния отрасли, не только технического и экономического, но и организационного и кадрового – от способности отрасли выдвинуть лидеров, готовых сформулировать

ее ключевые интересы и эффективно их отстаивать, создавать адекватные организационные структуры.

В условиях спада производства почти во всех отраслях экономики и острейших финансовых проблем ТЭК сыграл роль своеобразного донора в самый тяжелый период реформ, поскольку на него пришлось основная тяжесть долгового кризиса и проблемы неплатежей. В этот период на ТЭК приходилось около трети доходной части федерального бюджета и около половины экспорта. Результаты деятельности комплекса были крайне важны для формирования консолидированного бюджета России, сведения платежного баланса, поддержания курса рубля.

Одновременно отмечалась устойчивая тенденция повышения доли ТЭК в промышленной продукции, экспорте и ВВП России. Спад добычи и производства топливно-энергетических ресурсов за годы реформирования экономики был существенно ниже, чем снижение объемов промышленного производства в целом и ВВП. Фактически это привело к усилению сырьевой специализации экономики России. Произошел переход от инвестиционной модели роста, характерной для советского периода (при низкой эффективности инвестиций в то время), к экспортно-сырьевой. Усугубилась зависимость развития экономики от динамики мировых цен на нефть.

За 2000-2010 гг. топливно-энергетический комплекс России подвергся дальнейшим организационно-структурным изменениям, в результате которых была полностью акционирована и в значительной степени приватизирована производственная база ТЭК (кроме предприятий ядерной энергетики, транспорта нефти и нефтепродуктов).

Одним из основных трендов в 2000-е гг. стало укрепление роли государства в экономике и энергетике. Наряду с продолжавшейся точечной приватизацией государство восстановило прямой либо косвенный контроль над рядом стратегически важных и прибыльных отраслей экономики и энергетики.

Вместе с тем, несмотря на проведенные преобразования, в отраслях топливно-энергетического комплекса сохранился высокий уровень монополизма, коррупции, искажений рынка в результате неэффективного государственного регулирования. Рост финансовых возможностей государства при слабости государственного управления обусловил низкую эффективность расходов. Все это обусловило низкую степень устойчивости экономики России к глобальному экономическому кризису 2008-2009 годов. Падение ВВП в России в 2009 г. оказалось максимальным среди крупных экономик мира. Продолжительность выхода на докризисный уровень ВВП (как ожидается, к началу 2012 г.) также оказалась самой большой.

РАЗДЕЛ 4. ПРЕОДОЛЕНИЕ КРИЗИСА 2008-2009 гг. В ЭКОНОМИКЕ И ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Мировой экономический кризис 2008-2009 гг. оказал глубокое воздействие на российскую экономику. Помимо резкого спада объема ВВП, промышленного производства и финансовых показателей кризис привел к закреплению целого ряда деформаций российской экономики. Внешний экономический шок накладывался на накопленные структурные диспропорции и институциональные искажения, характерные для российской экономики 2000-х годов. Кризис показал слабую устойчивость экономической системы, основанной на производстве продукции с низкой добавленной стоимостью и ориентированной на внешний рынок, и, по-видимому, привел к долгосрочному изменению траектории развития российской экономики. Темпы экономического роста резко замедлились (до 4 %), и выход на докризисные показатели роста (порядка 6-7 % в год и выше) в среднесрочной перспективе представляется маловероятным. Кризис выявил необходимость смены модели развития и одновременно – неготовность экономики и государства к этой смене.

4.1. Зависимость экономики России от конъюнктуры сырьевых рынков

Несмотря на резкое улучшение экономической ситуации для России в 2000-е гг., роль ТЭК не только не сократилась, но и по многим показателям увеличилась из-за роста нефтяных сверхдоходов. В 2000-е гг. последовательно увеличивалась зависимость российской экономики от сырьевого фактора, в первую очередь от мировых цен на нефть, что в конечном итоге и стало предпосылкой мощного воздействия кризиса 2008-2009 гг. на российскую экономику.

В 2000-е гг. доля ТЭК в промышленном производстве, экспорте, валовом внутреннем продукте и доходах бюджета оставалась крайне значительной. Несмотря на опережающий рост обрабатывающей промышленности и сферы услуг, разница в темпах была не настолько велика, чтобы за десять лет значительно изменить экономические пропорции с учетом накопившегося огромного отставания. **На долю ТЭК России в настоящее время приходится порядка 30 % ВВП страны, 45 % налоговых и таможенных платежей в консолидированный бюджет страны, 67 % валютных поступлений от экспорта, 30 % от общего объема инвестиций в национальную экономику.**

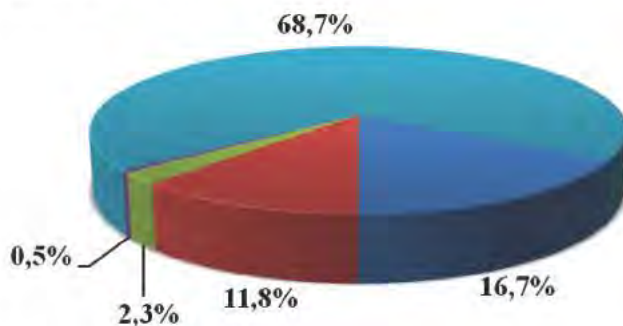
Основные показатели, характеризующие положение ТЭК в экономике страны и фактическую зависимость экономики от ТЭК, приведены в табл. 4.1 и на рис. 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1. ТЭК в экономике России

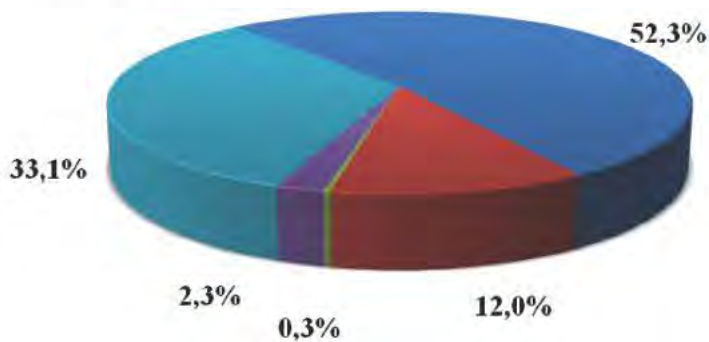
	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.
Доля ТЭК, в %:				
в ВВП	28,8	24,9	26,2	31,3
в налоговых поступлениях в бюджет страны	48,7	48,3	42,4	44,8
в экспортной выручке	63,6	68,1	65,7	66,9
в общем объеме инвестиций	21,7	28,3	30,3	30,7
Энергоемкость ВВП:				
т у.т./тыс. руб. (в ценах 2003 г.)	0,056	0,053	0,055	0,056
в % к предыдущему году	92,1	95,6	104,1	100,6
в % к 2000 г.	69,2	66,2	68,9	69,3
Электроемкость ВВП:				
кВт·ч/тыс. руб. (в ценах 2003 г.)	57	55	57	57
в % к предыдущему году	94,3	97,0	103,5	100,6
в % к 2000 г.	73,6	71,4	73,9	74,3
Душевое энергопотребление:				
т у.т./чел.	6,9	7,0	6,7	7,0
в % к предыдущему году	101,5	100,2	94,5	103,9
в % к 2000 г.	112,6	112,8	106,6	111,5
Эластичность энергопотребления по ВВП	0,001	0,11	0,52	1,16
Душевое электропотребление:				
тыс. кВт·ч/чел.	7,1	7,2	6,9	7,1
в % к предыдущему году	103,0	101,4	95,7	103,8
в % к 2000 г.	119,2	120,9	115,7	119,6
Эластичность электропотребления по ВВП	0,27	0,39	0,59	1,15
Добыча и производство первичных ТЭР:				
млн т у.т.	1781	1796	1701	1804
в % к предыдущему году	100,8	101	94,7	106,1
в % к 2000 г.	126,3	127,6	120,8	128,1
Внутреннее потребление первичных ТЭР¹:				
млн т у.т.	984,8	990,6	949,9	993,5
в % к предыдущему году	100,0	100,6	95,9	104,6
в % к 2000 г.	109,1	109,7	105,2	110,1
Экспорт ТЭР:				
млн т у.т.	824,0	813,7	800,8	830,2
в % к предыдущему году	102,1	98,8	98,4	103,7
в % к 2000 г.	150,5	148,6	146,3	151,7
Цена нефти марки Urals, долл. США/баррель	69,3	94,4	61,1	78,2

Источник: Росстат, Минэкономразвития России, Минэнерго России, расчеты Института энергетической стратегии.

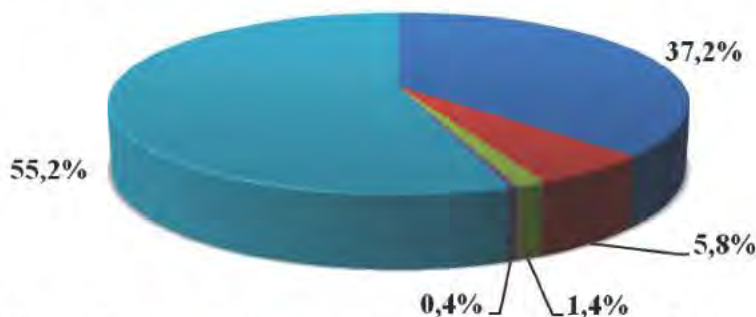
В ВВП РФ доля ТЭК - 31,3 %



В экспорте РФ доля ТЭК - 66,9%



В налоговых поступлениях в бюджетную систему РФ доля ТЭК - 44,8%

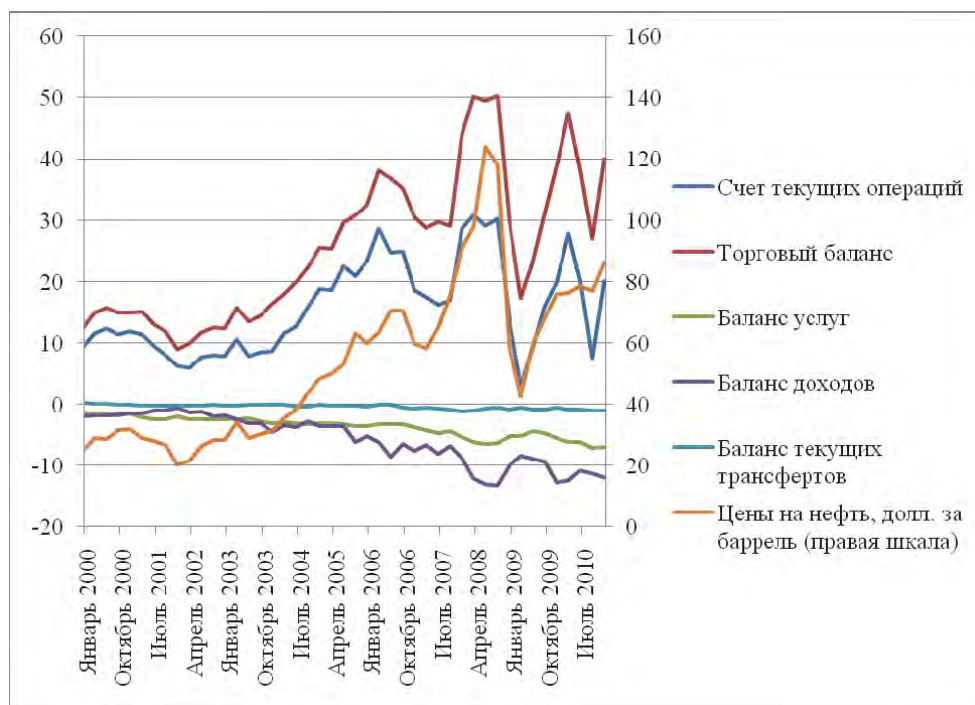


- Нефтяной комплекс (включая транспорт нефти и нефтепродуктов)
- Газовая промышленность (включая транспорт газа)
- Электроэнергетика
- Угольная промышленность

Источник: Росстат.

Рис. 4.1. Отрасли ТЭК в экономике России, 2010 г.

Сырьевой экспорт возрос за 18 лет почти в 2 раза, и почти в 3 раза снизился экспорт машин и оборудования, импорт сырья снизился, а машин и оборудования – возрос до 55 %. Если в первой половине 2000-х гг. рост цен на нефть стимулировал быстрый экономический рост, то после кризиса 2008 г. высокие цены на нефть уже не могли придать ей необходимую динамику. Структурная перестройка экономики носила весьма ограниченный характер и была подорвана кризисом 2008-2009 годов. Таким образом, были упущены многие возможности, которые открывались в 2000-е гг., в значительной степени – из-за низкой эффективности государственного управления.



Источник: Банк России.

Рис. 4.2. Счет текущих операций платежного баланса Российской Федерации в 2000-2010 гг., млрд долл.

На базе значительного превышения экспорта над импортом и положительного сальдо счета текущих операций платежного баланса до кризиса были накоплены огромные международные резервы Банка России. В 1990-е гг. их объем составлял 10-25 млрд долларов. К ноябрю 2004 г. они достигли 100 млрд, а на докризисном пике летом 2008 г. вплотную приблизились к 600 миллиардам. В ходе кризиса резервы упали на 40 %, но после восстановления цен на нефть начали возвращаться к исходному уровню (рис. 4.3).



Источник: Банк России, Институт энергетической стратегии.

Рис. 4.3. Зависимость международных резервов Банка России от цен на нефть

Доходы от экспорта энергоносителей были решающим источником выплаты внешнего долга и процентов по нему. В 2000-е гг. растущие нефтегазовые доходы позволили резко сократить государственный внешний долг. Но одновременно в 2000-е гг., особенно в 2005-2008 гг., из-за отсутствия на внутреннем финансовом рынке длинных и дешевых кредитов шло чрезвычайно активное накопление внешних долгов банков и корпоративного сектора («прочие секторы» на рис. 4.4), которые к началу кризиса достигли 200 и 250 млрд долл. соответственно. Государственный долг на пике не превышал 130 млрд долл., но в тот период в долларовом выражении российская экономика была гораздо меньше. Кризис показал, что проблема внешнего долга достаточно серьезна, но в целом находится под контролем.

В кризисный период произошли радикальные изменения в потоках капитала. Во-первых, прекратился стремительный рост задолженности банков и корпоративного сектора (рис. 4.4). Напротив, уже с конца 2008 г. долг начал сокращаться за счет возврата значительной части займов. С обвалом цен на нефть была прервана сложившаяся с 2005-2006 гг. тенденция притока капитала в России. Но если ранее тенденция оттока была устойчивой, то теперь перетоки капитала стали крайне волатильными.

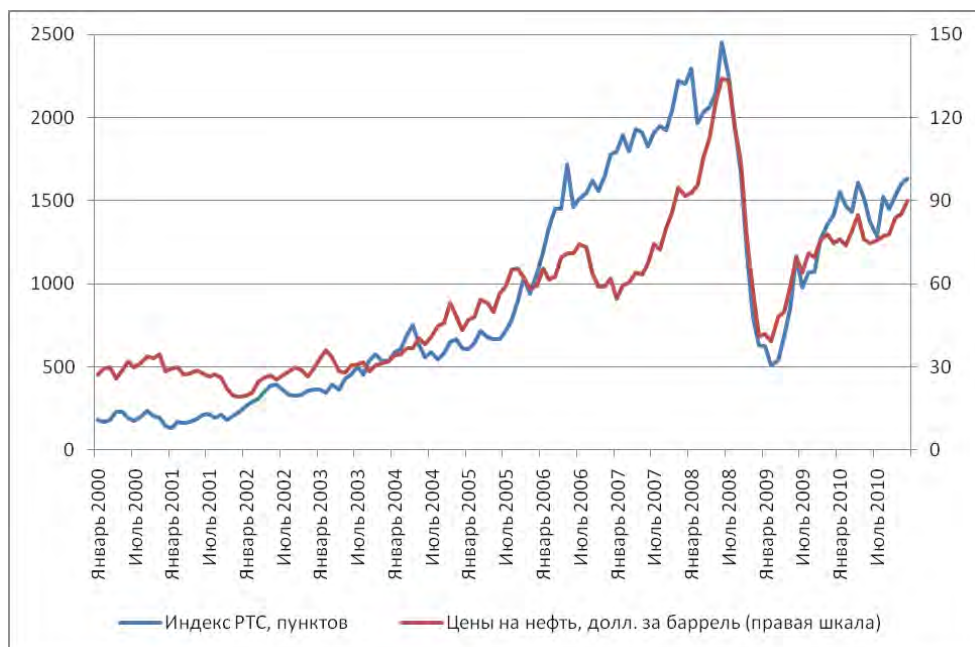


Источник: Банк России, Институт энергетической стратегии.

Рис. 4.4. Цены на нефть и внешний долг России

Компании топливно-энергетического комплекса играли также определяющую роль в развитии российского фондового рынка, формируя около половины его капитализации. Как следствие, российские фондовые индексы решающим образом зависят от мировых цен на нефть (рис. 4.5). Следует отметить, что российский фондовый рынок до сих пор носит в значительной степени спекулятивный, а не долгосрочный инвестиционный характер. В свободном обращении, как правило, даже формально находится сравнительно незначительная часть акций, а с учетом владения акциями компании аффилированных с ней юридических лиц эта доля еще ниже. В силу слабой практики корпоративного управления и недостаточной прозрачности многих компаний права миноритарных акционеров защищены слабо.

Строго говоря, в России не существует публичных компаний в полном смысле этого слова, поскольку у всех крупнейших компаний есть контролирующий акционер или несколько акционеров, которые владеют преобладающей частью акций и принимают все ключевые решения, причем часто таким акционером является руководитель компании или их группа. Роль миноритарных акционеров крайне незначительна. Между тем крупнейшие западные нефтяные компании являются в полном смысле публичными: руководство компании владеет незначительными пакетами акций, полученными обычно в виде бонусов, и ни один акционер не контролирует более 5-10 % акций.



Источник: РТС, Институт энергетической стратегии.

Рис. 4.5. Зависимость российского фондового рынка от цен на нефть

Во второй половине 2008 г. цены акций на российском фондовом рынке упали практически в пять раз. Если до кризиса 2008 г. капитализация крупнейших российских компаний ТЭК быстро возрастала, то с развитием мирового финансового кризиса стоимость компаний ТЭК резко упала и снизилась по крупнейшим компаниям только за июнь-декабрь 2008 г. в следующем размере: ОАО «Газпром» – более чем в 3,7 раза, ОАО НК «ЛУКОЙЛ» – в 3 раза, ОАО НК «Роснефть» – в 2,2 раза, ОАО «Газпромнефть» – в 3,7 раза, ОАО «Сургутнефтегаз» – в 2 раза, ОАО «Татнефть» – в 4 раза.

В 2009 г. после оглушительного падения в 2008 г. российский рынок акций показал впечатляющий рост. Индекс ММВБ вырос в 2,2 раза (с 620 до 1368 пунктов), а индекс РТС – в 2,3 раза (с 630 до 1445 пунктов). Положительное влияние на российский фондовый рынок оказали оживление на международном кредитном рынке, возобновление притока прямых инвестиций, повышение внутреннего спроса. Одной из важнейших причин для роста стоимости акций стал возобновившийся рост цен на нефть. Восстановление продолжилось и в 2010 г., но существенно меньшими темпами и с гораздо большей волатильностью, чем в докризисный период.

В 2000-е гг. экономика страны развивалась по экспортно-сырьевой модели развития. Вплоть до кризиса 2008-2009 гг. в стране наблюдались высокие темпы экономического роста, во многом обусловленные благоприятной конъюнктурой цен на мировых сырьевых рынках. Экспорт нефти и газа стал основой экономического благополучия страны.

Обратной стороной медали явилась растущая зависимость экономики от топливно-энергетического сектора и мировых цен на нефть, а также высокая спекулятивная составляющая притока капитала в российскую экономику.

В условиях моносырьевой специализации и низкого уровня диверсификации экономики такая спекулятивная зависимость стала дамочным мечом России, и кризис 2008-2009 гг. показал всю иллюзорность нефтяного благополучия, обрушив российские фондовые площадки и спровоцировав отток капитала из страны.

В 2000-е гг. Россия не смогла правильно использовать высокие доходы от экспорта энергоносителей и сырья для диверсификации экономики. Политика накопления резервов без проведения реформ позволила смягчить шоковый спад 2008 г. путем больших финансовых вложений, но в то же время была одной из ключевых предпосылок самого шокового спада, сформировав глубокую зависимость состояния всей экономики от мировых цен на нефть.

4.2. Воздействие кризиса на экономику и энергетику России

Мировой финансово-экономический кризис в середине 2008 г. прервал поступательное развитие российской экономики и вскрыл накопившиеся структурные проблемы, длительное время завуалированные внешним благополучием в условиях благоприятной конъюнктуры на мировых сырьевых рынках.

После периода роста 1999-2008 гг. российская экономика в 2008 г. столкнулась с острым кризисом. В 2008 г. темп роста ВВП составил 5,6% при последовательном замедлении от 8,5 % в первом квартале, 7,5 % – во втором, 6,2 % – в третьем и до 1,1 % – в четвертом квартале. Наиболее значительное снижение темпов роста произошло в строительстве, транспорте и промышленном производстве. Если же рассматривать не показатель «год к году», а показатель к предыдущему периоду с учетом сезонности, то уже в третьем квартале темпы роста экономики были близки к нулю, а в четвертом квартале начался резкий спад.

Острая фаза экономического кризиса в России началась осенью 2008 г., но кризисные явления наблюдались и раньше. Уже с конца 2007 г. прекратился рост промышленного производства, сменившись стагнацией и даже слабым спадом. В 2008 г. прирост добычи полезных ископаемых почти прекратился, что обусловлено в первую очередь снижением нефтедобычи. Но до начала второго полугодия 2008 г. прекращение наращивания физических объемов экспорта топливно-сырьевых ресурсов было компенсировано расширяющимся потоком экспортной выручки благодаря устойчивому росту цен на энергетические

ресурсы на мировых рынках. На фоне нарастающего мирового финансово-экономического кризиса Россия могла восприниматься как «тихая гавань», по словам А.Л. Кудрина. Но со второго полугодия 2008 г. ситуация в стране стала стремительно ухудшаться.

Воздействие кризиса на экономику и энергетику России было многогранным.

Во-первых, произошел внешнеэкономический шок: резкое падение цен на нефть, другие энергоносители и сырьевые товары в целом в сочетании со спадом глобального спроса на сырьевые товары обусловили резкое сжатие российского экспорта в конце 2008 – начале 2009 года. В четвертом квартале 2008 г. экспортные доходы российской экономики упали почти на 40 млрд долл. по сравнению с третьим, еще весьма успешным кварталом.

Во-вторых, внешнеэкономический шок перешел в финансовый, поскольку спад цен на нефть разбалансировал финансовые потоки, что усугубилось резким снижением доступности кредитных средств. Отток капиталов вызвал падение фондовых индексов и сильное давление на курс рубля в сторону его понижения. Снижение курса рубля резко увеличивало стоимость обслуживания долга, а обесценивание акций требовало мобилизации заемщиками значительных средств для пополнения залога по привлеченным ими кредитам. Массированный отток капитала из страны вел также к обострению проблемы ликвидности банковского сектора.

В-третьих, спад внешнего и внутреннего спроса привел к снижению макроэкономических показателей – ВВП и промышленного производства. Спад спроса, резкое снижение цен на основные российские энергоносители, исчезновение возможностей «дешевого» кредитования у зарубежных банков и рефинансирования имеющихся крупных задолженностей привели к спаду промышленного производства и ВВП. Следствием стало резкое увеличение просроченной задолженности по заработной плате (на 54,9 %), снижение реальных располагаемых доходов населения (на 5,8 %) и рост числа безработных (на 22,7 %).

Наконец, резко снизились поступления в бюджет страны вследствие падения нефтегазовых доходов, напрямую зависящих от мировых цен на нефть через ставки НДС и таможенных пошлин, спада других налоговых доходов из-за снижения экономической активности. При этом расходы бюджета резко возросли в рамках реализации необходимых антикризисных программ. В результате имевший место в 2000-е гг. постоянный профицит федерального и консолидированного бюджета сменился его глубоким дефицитом, который стал постепенно преодолеваться только в начале 2011 г. в связи с возобновлением роста мировых цен на нефть и, как следствие, восстановлением российской экономики⁶³.

Россия, как и большинство стран мира, приняла целый комплекс антикризисных мер (недопущение системного кризиса в банковской сфере, точечная поддержка предприятий реального сектора экономики, признанных стратегическими, противодействие негативным процессам в социальной сфере и др.). По относительной величине этих мер к ВВП Россия находилась на одном из

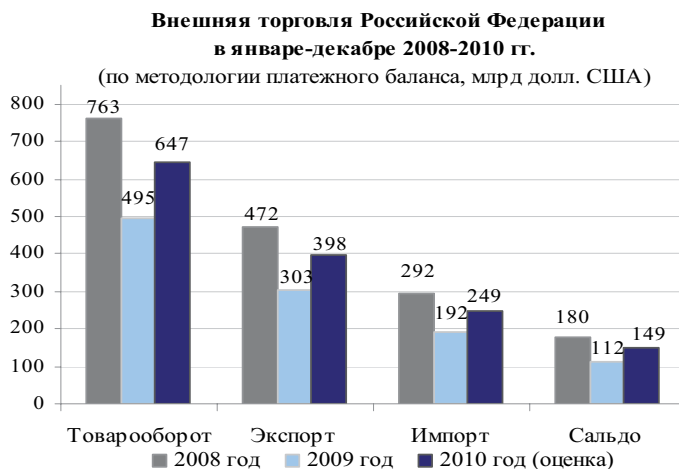
⁶³ Следует также отметить, что деформированная структура российской экономики, в которой доминирует выпуск продукции с низкой добавленной стоимостью, поставила страну в зависимость от индустриально развитых государств и транснациональных корпораций, являющихся основными покупателями сырья и материалов. В годы кризиса подобная зависимость приняла угрожающие размеры.

лидирующих мест в мире, но спад ВВП оказался, тем не менее, одним из самых глубоких, а восстановление – замедленным. Антикризисные меры дали свои результаты, хотя в условиях значительных структурных и институциональных ограничений оказались не вполне эффективными по соотношению «затраты – результат». Как отмечает академик А.Д. Некипелов, главным позитивным итогом антикризисной экономической политики правительства следует считать предотвращение массовых банкротств значимых российских корпораций и банков⁶⁴, поддержание экономики «на плаву», сохранение относительной социальной стабильности в 2009 году.

Кризис внешней торговли

В кризисный период произошло сжатие внешней торговли России вследствие спада мировых цен на нефть и другие сырьевые товары, а также уровня спроса на них. Но уже в 2009 г. экспорт и импорт снова стали расти (рис. 4.6).

В 2010 г. экспортировано товаров на сумму более 398 млрд долл. США, тогда как в 2009 г. товарный экспорт составил 303,4 млрд долл. США. Экспорт вырос на 31,0 %, импорт – на 29,3 %, причем в начале 2011 г. его рост ускорился до 40 % и более. Сальдо внешнеторгового баланса сохранилось положительным и выросло в 1,4 раза относительно 2009 г. за счет опережающего роста экспорта.

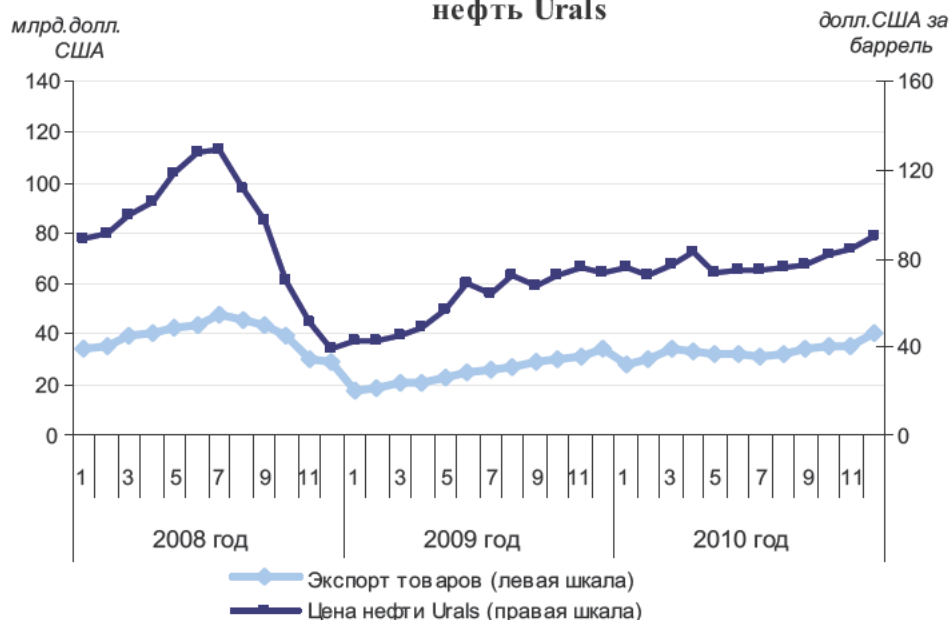


Источник: Минэкономразвития России.

Рис. 4.6. Динамика внешней торговли в 2008-2010 гг.

⁶⁴ Существует, однако, и такая точка зрения, что если бы всего 1,5 % из зарезервированных в 2008 г. 9 трлн руб. на поддержку банковского сектора было направлено в наукоемкие производства, то это позволило бы увеличить выпуск продукции с высокой добавленной стоимостью более чем в 2,5 раза против имевшего места объема. Соответствующие расчеты приведены в работе: Хрусталева Е.Ю. и Славянова А.С. Проблемы формирования инвестиционной стратегии инновационно-ориентированного экономического роста // Проблемы прогнозирования. 2011. № 3 (126). С. 21-22.

Динамика экспорта товаров и мировых цен на нефть Urals



Источник: Минэкономразвития России.

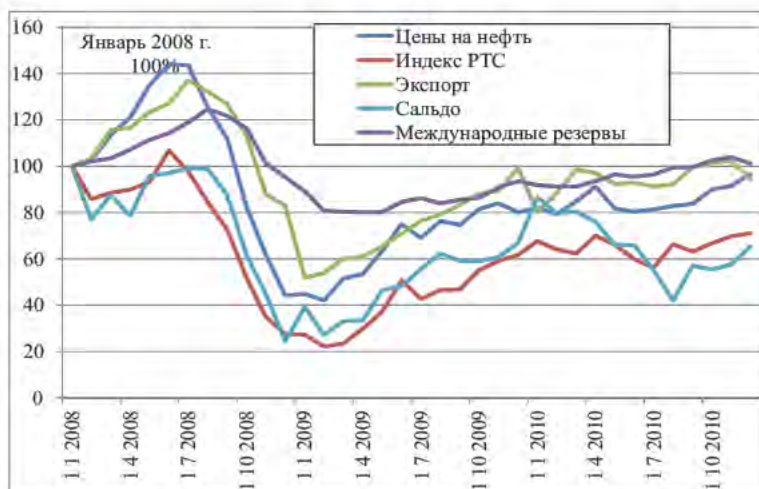
Рис. 4.7. Динамика экспорта товаров из РФ и мировых цен на нефть в 2008-2010 гг.

Динамика российского экспорта тесно коррелирует с ценами на нефть. Увеличение стоимостного объема экспорта нефти и нефтепродуктов обусловлено в основном ростом контрактных цен (рис. 4.7). При некотором повышении доли нефтепродуктов в структуре нефтяного экспорта по-прежнему преобладал экспорт сырой нефти.

Кризис финансовой системы

Кризис 2008-2009 гг. показал высокую зависимость российской финансовой системы от конъюнктуры мировых цен на нефть (рис. 4.8). Платежный баланс в 2009 г. формировался в условиях резкого ухудшения мировой конъюнктуры на товары российского экспорта, глобальной утраты доверия инвесторов к развивающимся рынкам и стагнации на международном рынке капитала. Равновесие было поддержано комплексом мер общегосударственной экономической и курсовой политики, за счет которых удалось обеспечить выполнение внешних долговых обязательств.

Возобновление роста мировых цен на нефть в 2009 г. способствовало некоторой стабилизации российского финансового сектора. Так, по итогам 2009 г. чистый вывоз частного капитала хотя и продолжился, но снизился более чем в 2 раза по сравнению с 2008 г. (52,4 млрд против 132,8 млрд долл.).



Источник: РТС, Банк России, Институт энергетической стратегии.

Рис. 4.8. Зависимость российской финансовой системы от цен на нефть

Международные резервы Российской Федерации на 1 января 2010 г также несколько выросли и составили 439,0 млрд долларов (на 1 января 2009 г – 427,1 млрд).

Положительное сальдо счета текущих операций сократилось по сравнению с 2008 г. в 2,2 раза и составило 47,5 млрд долларов. Тем не менее к концу 2010 г. не один из указанных показателей не вернулся к докризисному максимуму и даже к уровню начала 2008 года. Отсюда можно сделать вывод о долгосрочном воздействии кризиса на российскую экономику. Восстановление уровня начала 2008 г. возможно не ранее 2012 г., а весьма вероятно, что по многим показателям оно может затянуться и до 2015 года.

Кризис промышленного производства

Резкое ухудшение внешнеэкономических условий, падение экспорта, отток капитала и приостановка банковского кредита в сочетании с накопившимися внутренними структурными проблемами российской экономики привели к значительному сокращению инвестиционной активности и спаду промышленного производства и ВВП в первой половине 2009 года. Однако оживление в 2009 г. мировой конъюнктуры, а также государственные меры по стимулированию внутреннего спроса, защите отечественного производителя и точечной поддержке ведущих предприятий способствовали уже в середине 2009 г. возобновлению промышленного роста.

Промышленное производство за 2009 г. в целом снизилось на 10,8 % к уровню 2008 года. В основном это связано с падением обрабатывающих производств (на 16 %) за счет отраслей, ориентированных на инвестиционный спрос, в которых темпы падения составили 25-40 %. Самое резкое снижение в промышленном производстве произошло в первом квартале, когда спад с исключением сезонного и календарного факторов составил 6,4 %, а в обрабаты-

вающих производствах – 11,1 %. С начала лета в результате восстановления внешнего спроса и активизации антикризисных мер промышленное производство стало расти. С исключением сезонности в третьем квартале рост составил 2,8 % (в обрабатывающих производствах – 5,1 %), в четвертом квартале – 1,5 % (в обрабатывающих производствах – 0,2 %).

Следствием спада промышленного производства стало снижение внутреннего спроса на топливно-энергетические ресурсы на 5,6 %, в том числе на природный газ – на 8,0 %, на уголь – на 7,7 %, на электроэнергию – 4,4 %, на нефть и нефтепродукты (без учета переработки с последующим экспортом) – на 3,9 %.

В 2010 г. рост промышленного производства возобновился в полном объеме и составил по итогам года 8,2 %, тогда как ВВП страны вырос только на 4,0 %. Это позволило компенсировать около половины кризисного спада по ВВП и до 80 % по промышленному производству. Промышленное производство к концу 2010 г. вплотную приблизилось к докризисному уровню (на 2 % ниже докризисного максимума, в то время как максимальное падение составляло 19 %), но обрабатывающая промышленность отставала от докризисного максимума на 6 %.

Но промышленный рост был обеспечен в значительной степени добывающими и базовыми отраслями, в то время как сложные отрасли обрабатывающей промышленности продолжают отставать от докризисного уровня. Несмотря на высокие темпы их роста в 2010 г., из-за глубокого кризисного спада их полного восстановления можно ожидать только к 2012 году. В 2010 г. наиболее значительный рост наблюдался в производстве машиностроительной продукции (120,2 %) как инвестиционного, так и потребительского назначения, что обусловлено восстановлением спроса в отраслях-потребителях (нефтегазовая промышленность, энергетика, строительство инфраструктуры), а также эффективностью принимаемых мер по стимулированию потребительского спроса. Высокие уровни роста были достигнуты в химическом производстве (112,5 %), а также в металлургическом комплексе (111 %). Опережающий рост данных секторов определяется интенсивным восстановлением емкости внутреннего рынка, а также оживлением конъюнктуры на мировых рынках. В перспективе основными драйверами роста должны стать обрабатывающие сектора экономики на фоне стагнации добывающих отраслей с частичным смещением акцентов на внутренние рынки. Однако отраслевая направленность инвестиций в России в последние годы не соответствует подобному требованию⁶⁵.

⁶⁵ Как отмечается в уже упоминавшейся работе Е.Ю. Хрусталева и А.С. Славянова, подобная отраслевая направленность инвестиций в основной капитал (3% в наукоемкие и высокотехнологичные производства, а остальные – в металлургию, ТЭК, торговлю) не соответствует Основным положениям Государственной стратегии экономической безопасности и Стратегии национальной безопасности Российской Федерации до 2020 года. Понятно, что для рыночной экономики вполне естественна ситуация, когда инвестиции направляются в те производства, где выше коммерческая эффективность, и в те предприятия, на продукцию и услуги которых имеется высокий спрос. Что касается производств алкоголя, наркотиков, табака, вооружений, также имеющих максимальную эффективность, то государство регулирует инвестиционную активность бизнеса в этой сфере различными барьерами, среди которых лицензирование и повышенные налоговые ставки (акцизы). Такие же барьеры необходимы применительно к отраслям, развитие которых может деформировать структуру экономики, снижая тем самым уровень национальной экономической безопасности.

Перспективы посткризисного восстановления

Кризис 2008-2009 гг., оказавший негативное влияние на качественные характеристики экономики и усугубивший ее структурную отсталость⁶⁶, показал, что докризисная экспортно-сырьевая модель роста российской экономики исчерпала себя. Несмотря на то что внешние условия уже в 2010 г. восстановились до весьма благоприятного уровня по параметрам мировых цен на нефть и доступности капитала, рост российской экономики оказался достаточно слабым.

Таким образом, весьма вероятно, что докризисный уровень ВВП будет достигнут не ранее начала 2012 года, так же как и производства в обрабатывающей промышленности (в добывающей промышленности динамика более благоприятна). Россия в сравнении с другими крупными странами в ходе кризиса показала одни из худших результатов: исключительно глубокий спад в 2009 г. и медленное восстановление в 2010 году. При этом сохраняется целый ряд старых структурных и институциональных проблем, и возник целый ряд новых (рис. 4.9).

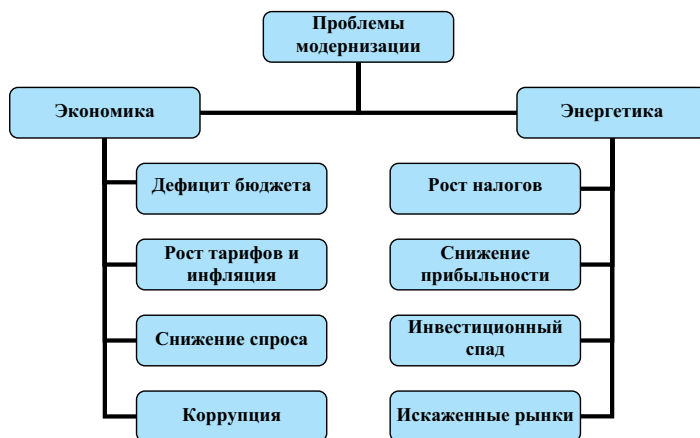


Рис. 4.9. Основные проблемы развития экономики и ТЭК в посткризисный период

Федеральный бюджет перешел из режима профицита в режим дефицита, несмотря на высокие цены на нефть. Если в 2006 г. бездефицитность федерального бюджета обеспечивалась при ценах на нефть около 35 долл. за баррель, то уже к 2011 г. – при ценах на уровне 100 долларов⁶⁷. Такой скачок зависимости от цен на нефть обусловлен, во-первых, резким ростом социальных расходов и расходов на обеспечение национальной безопасности, во-вторых – антикризисными расходами на поддержку национальной экономики (на эти цели была потрачена

⁶⁶ Подробнее эти вопросы рассмотрены в работе: Д.Р. Белоусов. Итоги развития российской экономики в 2009 г. и ее долгосрочный прогноз // Проблемы прогнозирования. 2010. № 6.

⁶⁷ Следует также признать достаточно высокие в последние годы темпы инфляции доллара, что делает простое сопоставление цен на нефть в 2006 и 2010 гг. не совсем корректным.

значительная часть Резервного фонда), в-третьих, значительным укреплением реального курса рубля. При этом эффективность антикризисных мер оказалась весьма низкой (судя по глубокому падению и медленному восстановлению). Между тем государственные вложения в образование, здравоохранение, инфраструктуру – те направления, которые определяют экономический рост в будущем – не только не увеличились, но по ряду направлений даже сократились.

Необходимо отметить, что сам по себе дефицит федерального бюджета не является критической проблемой. Тревожит, что дефицит имеет место при очень высоких ценах на нефть, а доля нефтегазовых доходов в бюджетных поступлениях достигает 50 %, и используется не на цели развития, а на текущее потребление. Кроме того, сохраняется низкая эффективность государственных расходов и высокий уровень коррупции. В результате федеральный бюджет и в целом бюджетная система России оказываются крайне уязвимыми к падению мировых цен на нефть. Между тем вероятность глубокого и затяжного (не на несколько месяцев, а на несколько лет) падения цен на нефть достаточно велика уже в среднесрочной перспективе (в 2012-2014 гг.). В долгосрочной перспективе (после 2020 г.) оно практически неизбежно в связи с возможным и вполне ожидаемым закатом нефтяной эпохи.

В 2009-2011 гг. продолжился рост регулируемых государством тарифов естественных монополий (на электроэнергию, природный газ, коммунальные услуги), что привело к перераспределению выручки и прибыли в пользу инфраструктурных и сырьевых компаний, частично контролируемых государством. При этом инфраструктура развивается весьма медленно, что дополнительно ведет к росту издержек для экономики. Острота этой проблемы вынудила в начале 2011 г. начать разработку дополнительных мер по регулированию тарифов в энергетике и вывела этот вопрос на уровень президента и премьер-министра. В сочетании со снижением спроса в кризис и ростом оплаты труда это привело к падению рентабельности российских предприятий, снижению инвестиционных возможностей, общему ухудшению финансовых условий для бизнеса. Это подрывает инвестиционный потенциал российской экономики и существенно замедляет посткризисное восстановление.

Наконец, сохранились или даже возросли традиционные риски коррупции и административного давления, низкого качества делового климата, слабости конкуренции из-за усиления роли государственных корпораций и компаний, для которых характерна непрозрачность, неэффективность и коррумпированность.

Кризис 2008-2009 гг. обнажил глубинные проблемы российской экономики и энергетики, а также принципиальную ограниченность модели роста, основанной на наращивании экспорта ТЭК и использовании экспортных доходов.

Именно ограниченность существующей модели развития российской экономики привела к тому, что кризисное падение было достаточно глубоким, а посткризисное восстановление – слишком медленным.

Таким образом, очевидна необходимость перехода на новую модель роста с иной ролью ТЭК в экономике, экономической модернизации и структурных реформ.

4.3. Экономика и энергетика России на выходе из кризиса: какая траектория развития сложится?

На выходе из кризиса, в 2011-2013 гг., будут заложены основы траектории экономического роста России в 2010-е годы. К сожалению, пока перспективы российской экономики выглядят в целом неблагоприятно: структурные реформы буксуют, зависимость экономики от сырьевого экспорта не снижается, ожидаются сравнительно низкие темпы экономического роста, что делает структурную перестройку практически невозможной. Более того, перестроить сложившуюся структуру экономики своими силами, без привлечения в значительных объемах иностранного капитала, практически невозможно: слишком низка вероятность того, что удастся без проблем изъять средства из добывающей промышленности в пользу инновационного сектора экономики при наличии влиятельного «сырьевого» лобби в российских органах власти⁶⁸. Кроме того, существует значимый риск снижения мировых цен на нефть уже в 2012-2014 годах.

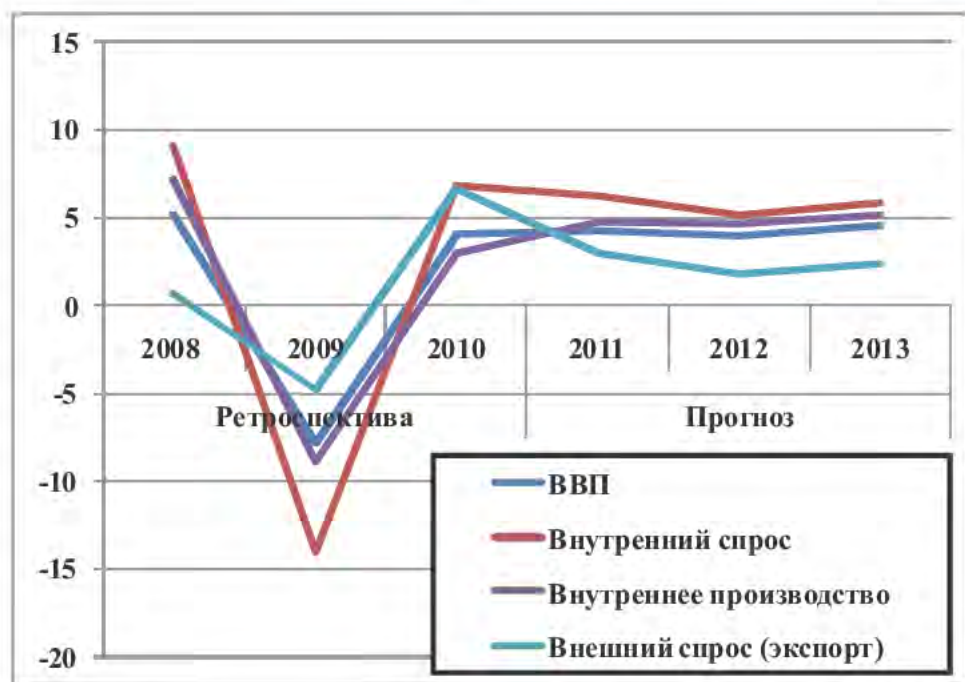
4.3.1. Экономика России: умеренное восстановление

В среднесрочной перспективе 2011-2013 гг. восстановление российской экономики продолжится, но сравнительно медленными (около 4 % в год) темпами из-за внутренних ограничений, присущих существующей модели развития.

Прогнозы Министерства экономического развития РФ предполагают, что посткризисное развитие российской экономики будет происходить на фоне благоприятной ситуации на мировых рынках сырья и капитала, способствующей росту как потребительского, так и инвестиционного спроса (рис. 4.10). Но существует вероятность М-образного развития кризиса, когда уже в 2012-2014 гг. мировая экономика войдет в новую полосу турбулентности.

В 2011-2013 гг., согласно прогнозам Министерства экономического развития, ожидается переход от оживления к устойчивому экономическому подъему с усилением его инвестиционной направленности. Норма накопления основного капитала повысится с 20,5 % ВВП в 2010 г. до 23 %, что превысит докризисный уровень, но недостаточно для модернизации экономики. Траектория экономического роста в среднесрочный период прогнозируется на уровне 3,9-4,5 %, что значительно ниже роста в 2000-2007 гг. (в среднем около 7 % в год).

⁶⁸ Хрусталева Е.Ю., Славянов А.С. Проблемы формирования инвестиционной стратегии инновационно-ориентированного экономического роста // Проблемы прогнозирования. 2011. № 3 (126). С. 21-22. Соглашаясь в целом с этим тезисом, следует, однако, отметить, что заинтересованность иностранного капитала в инновационной модернизации экономики России вызывает не меньшие сомнения.



Источник: Минэкономразвития России, Институт энергетической стратегии.

Рис. 4.10. Динамика внешнего и внутреннего спроса (% к предыдущему году)

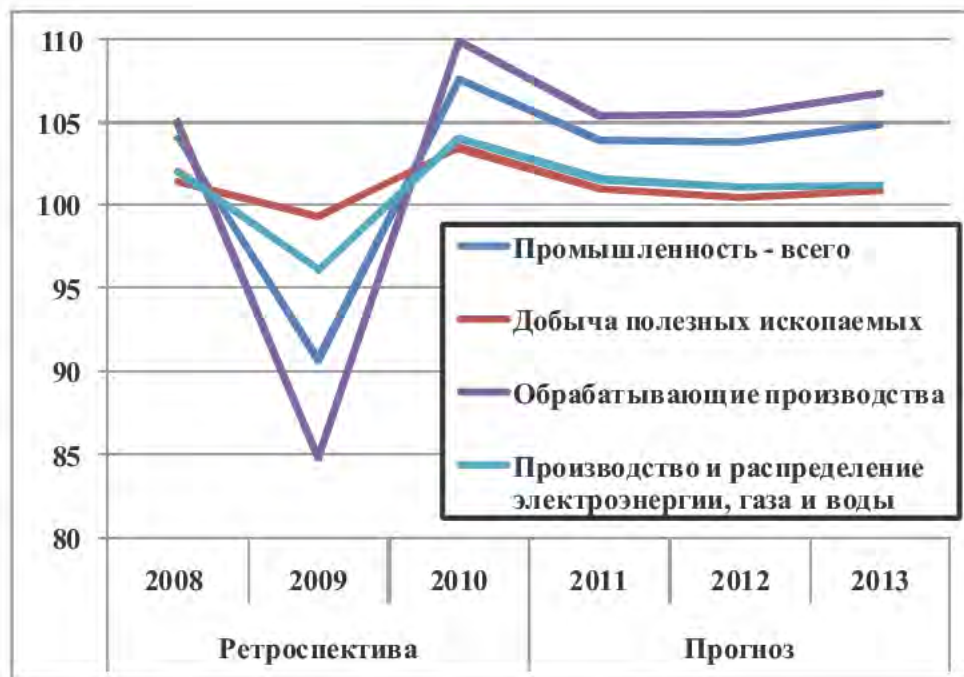
В результате восстановления экономического роста в 2010-2011 гг. в 2012 г. объем ВВП восстановится до уровня 2008 года. Это худший показатель среди крупных экономик мира по периоду посткризисного восстановления. Так, в США докризисный уровень ВВП восстановлен уже в 2010 г., в большинстве развитых стран – в 2011 г., а крупные развивающиеся экономики вообще не испытали спада. И хотя в 2011-2013 гг. ожидается опережающий рост обрабатывающих производств по отношению к добывающим, но при этом промышленное производство будет расти практически синхронно с ВВП (рис. 4.11).

В рамках обрабатывающей промышленности в течение 2011-2013 гг. наиболее высокими темпами будут развиваться отрасли конечной переработки. При индексе производства 106,7-109,1 % по годам их вклад в рост промышленного производства составит 1,9-2,8 процентных пункта. «Базовые отрасли» обрабатывающей промышленности (металлургия, базовые подотрасли химической промышленности и т.п.) обеспечат 1,3-1,6 процентных пункта общего прироста при темпе 105,1-105,9 %. Вклад ТЭК в общий рост промышленности составит 0,3-0,6 процентных пункта.

В результате в структуре промышленного производства ожидается снижение доли ТЭК и увеличение доли отраслей инвестиционного спроса (рис. 4.12).

Но опережающий рост обрабатывающей промышленности, в особенности отраслей конечной переработки, приведет только к восстановлению докризис-

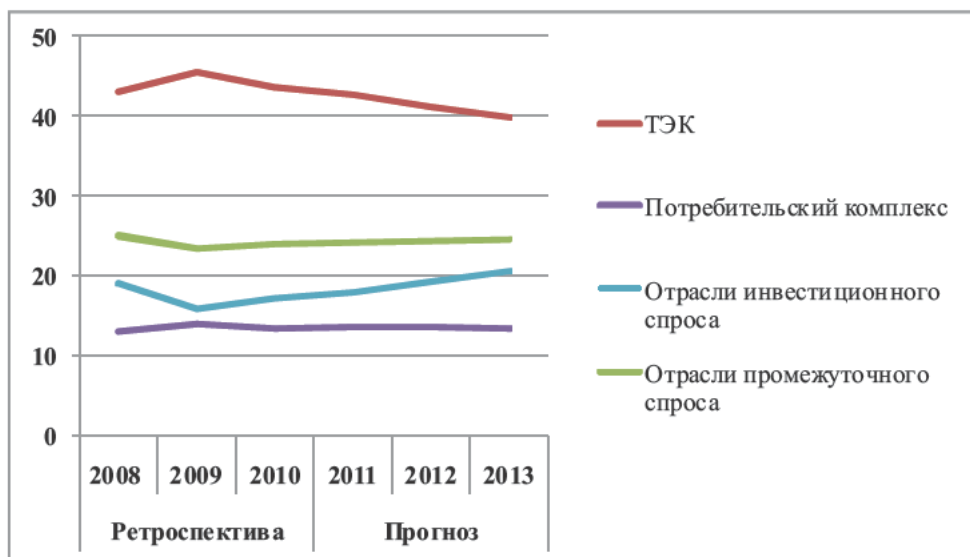
ных структурных пропорций, поскольку в кризис произошел сдвиг в пользу добывающей промышленности и «базовых отраслей промышленности» (из-за менее глубокого спада в них). Поэтому преждевременно говорить о формировании устойчивой тенденции структурного сдвига: в 2009 г. структура промышленности почти не отличалась от структуры 2000 года.



Источник: Минэкономразвития России, Институт энергетической стратегии.

Рис. 4.11. Индексы промышленного производства в 2009-2013 гг., %

Оценки экономического роста на 2011-2013 гг. вполне реалистичны. Но они показывают, что без структурных реформ в экономике неизбежно снижение темпов роста до 3-4 %. В первые посткризисные годы, пока новая модель роста только складывается, темпы в 4 % нормальны. **Ключевой вопрос состоит в том, что будет после 2013 г. – сложится ли траектория экономического роста с темпом 6-7 % в год или 3-4 % и менее? Иными словами, реализуется ли сценарий модернизации или сценарий стагнации?** Во многом это зависит от экономической политики в ближайшие годы, которая пока преимущественно толкает экономику к неблагоприятному сценарию. Кроме того, оценки Минэкономики России построены на предположении о стабильно высоких мировых ценах на нефть. Между тем уже в 2012-2014 гг., как неоднократно отмечалось в предыдущих разделах, существует серьезный риск глубокого и достаточно длительного падения цен на нефть. Это окажет мощное отрицательное воздействие на российскую экономику, и избежать спада или по крайней мере стагнации без экономических реформ будет невозможно.



Источник: Минэкономразвития России, Институт энергетической стратегии.

Рис. 4.12. Доля отраслей промышленности в структуре промышленного производства, %

4.3.2. Энергетика России: траектория развития изменилась

В среднесрочной перспективе 2011-2013 гг. основной задачей российской энергетической политики станет восстановление устойчивого снижения энергоемкости экономики и ограничение роста доли ТЭК в ключевых макроэкономических показателях.

Официальные прогнозы развития ТЭК на 2011-2013 гг. отсутствуют, а в ЭС-2030 закреплены только ожидаемые долгосрочные результаты первого этапа (условно к 2013-2015 гг.). Тем не менее анализ тенденций развития ТЭК в 2010 г. позволяет определить основные положительные и отрицательные тенденции, которые будут наблюдаться и в среднесрочной перспективе⁶⁹.

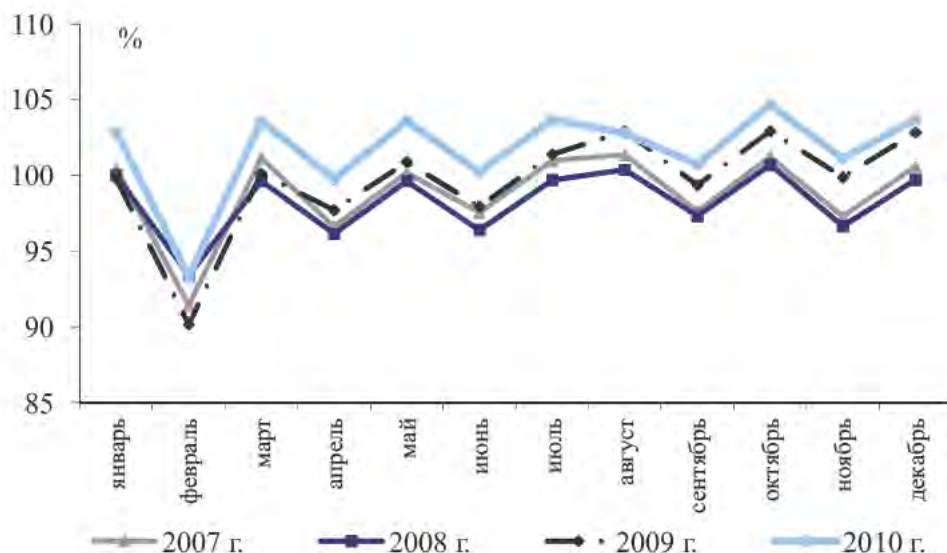
Главной тенденцией 2010 г. во всех отраслях стало преодоление кризиса.

Объем добычи нефти, включая газовый конденсат, в 2010 г. продолжил расти и составил 504,9 млн т, что на 2,1 % выше уровня 2009 г., хотя к концу года темпы роста добычи снизились (рис. 4.13).

Прирост добычи был получен на счет Ванкорского (ОАО «НК «Роснефть»), Верхнечонского (ОАО «ТНК-ВР Холдинг»), Уватского (ОАО «ТНК-ВР Холдинг») месторождения, а также менее крупных новых месторождений и усилий по

⁶⁹ Здесь и ниже авторы опираются на доклад Министерства экономического развития РФ «Об итогах социально-экономического развития Российской Федерации в 2010 году» и на оценки Института энергетической стратегии.

поддержанию добычи на старых. Вместе с тем в ближайшие годы потенциал роста добычи снизится, поскольку освоение новых месторождений идет весьма медленно, в то время как на истощенных месторождениях продолжается падение добычи, а инвестиции сдерживаются неблагоприятным налоговым режимом.



Источник: Минэкономразвития России.

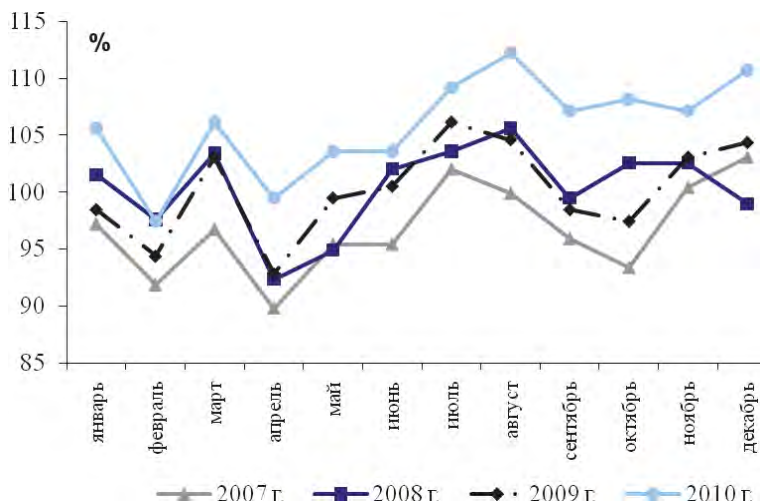
Рис. 4.13. Динамика добычи нефти в России в 2007-2010 гг. (декабрь 2006 г. = 100 %)

С 2010 г. начаты эксплуатация первой очереди нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) от Тайшета до Сковородино и экспорт нефти сорта ВСТО из порта Козьмино. С января 2010 г. ведется строительство второй очереди нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан, завершение которой запланировано на 2013-2014 гг. В сентябре 2010 г. было завершено строительство российско-китайского нефтепровода-отвода от ВСТО в сторону границы с Китаем до Дацина и начата прокачка нефти. В октябре 2010 г. в районе г. Усть-Луга (Ленинградская область) прошла сварка заключительного стыка линейной части нефтепровода Балтийской трубопроводной системы – 2 (БТС-2) протяженностью 1000 км и пропускной способностью до 50 млн т в год.

В 2009 г. в нефтяной отрасли снижение квот ОПЕК позволило российским компаниям сохранить объемы экспорта и укрепить позиции на рынке. Этому способствовала также гибкость ценообразования экспортных контрактов на нефть, в отличие от долгосрочных контрактов на газ. Как следствие, в условиях снижения мирового и европейского спроса российские компании в 2009 г. увеличили экспорт сырой нефти на 2,0 % (до 247,9 млн т), а нефтепродуктов – на 5,4 % (до 173,5 млн т).

Экспорт нефти в 2010 г. составил 247,9 млн т (100,2 % к 2009 г.). При этом экспорт нефти в страны дальнего зарубежья составил 221,4 млн т (105 % к 2009 г.), а в страны СНГ – сократился до 26,5 млн т (на 27,3 %), в основном вследствие снижения поставок в Республику Беларусь. Экспортные контрактные цены на российскую нефть выросли на 35,7 % – до 538,7 долл. США за тонну. Но в текущей налоговой системе это почти не улучшает финансовое положение отрасли, поскольку выручка уходит государству.

Индекс **производства нефтепродуктов** в январе-декабре 2010 г. по сравнению с соответствующим периодом 2009 г. составил 105,4 % (рис. 4.14). В 2010 г. на российские НПЗ поступило 249,0 млн т нефтяного сырья (105,5 % к уровню 2009 г.). Доля переработки нефти в объеме ее добычи возросла до 49,4% против 47,8 % за 2009 год.



Источник: Минэкономразвития России.

Рис. 4.14. Динамика переработки нефти в России в 2007-2010 гг. (декабрь 2006 г. = 100 %)

Глубина переработки нефтяного сырья продолжала оставаться низкой и в 2010 г. составила 71,2 % против 71,9 % в 2009 году. В структуре выпуска по-прежнему наблюдается высокая доля мазута и дизельного топлива. Производство этих видов нефтепродуктов ориентировано главным образом на экспорт, где они используются как сырье для дальнейшей переработки. Вследствие этого в структуре экспорта нефтепродуктов продолжается снижение доли основных видов светлых нефтепродуктов. В целях изменения сложившейся ситуации и ограничения экспорта темных нефтепродуктов, угрожающего топливным дефицитом внутри страны, Минэнерго России разработало формулу выравнивания пошлины на светлые и темные нефтепродукты (так называемая формула

60/66)⁷⁰, которая была утверждена специальным Постановлением Правительства РФ от 26 августа 2011 г. № 716.

Таким образом, по количественным показателям нефтепереработка уже превысила уровень 2008 г., но по качественным параметрам она по-прежнему отстает от уровня развитых стран.

Мониторинг реализации ЭС-2030 показывает, что главным риском является недостаточная заинтересованность нефтяных компаний в развитии российской нефтепереработки, а как следствие – недостаточный уровень инвестиций в этот сектор (табл. 4.2). Вместе с тем сохраняются значительные риски снижения добычи нефти вследствие усложнения условий добычи и высокой налоговой нагрузки на отрасль. Накопленное отставание приростов разведанных геологических запасов углеводородов от объемов их добычи не снижается.

Таблица 4.2. Индикаторы стратегического развития нефтяного комплекса

Индикатор	Цель 1-го этапа ЭС-2030	Фактическое значение по годам			Риски 1-го этапа ЭС-2030
		2008	2009	2010	
Коэффициент извлечения нефти, %	30 32	30	30	30	Высокие
Доля Восточной Сибири и Дальнего Востока в добыче нефти, %	10 12	3	3	4	Высокие
Прирост мощности нефтепроводов для экспорта в дальнее зарубежье, % к 2005 г.	36 52	2	10	25	Средние
Глубина переработки нефти, %	79,0	72,1	71,7	71,2	Очень высокие
Выход светлых нефтепродуктов, %	64	57	57	56	Очень высокие
Индекс комплексности Нельсона	6,0	4,3	4,4	4,4	Очень высокие
Душевое потребление нефтепродуктов, т/чел.	1,0	0,9	0,9	0,9	Средние
Доля АТР в экспорте нефти и нефтепродуктов, %	10 11	6	7	9	Очень низкие

Примечание. Срок реализации первого этапа ЭС-2030 – 2014 год.

Источник: ЭС-2030, Расчетный топливно-энергетический баланс Российской Федерации за 2000-2010 гг., Институт энергетической стратегии.

Добыча природного газа в 2010 г. составила 649 млрд куб. м (111,4 % к 2009 г., рис. 4.15). Однако достичь докризисного уровня 2008 г. не удалось (97,5 % к

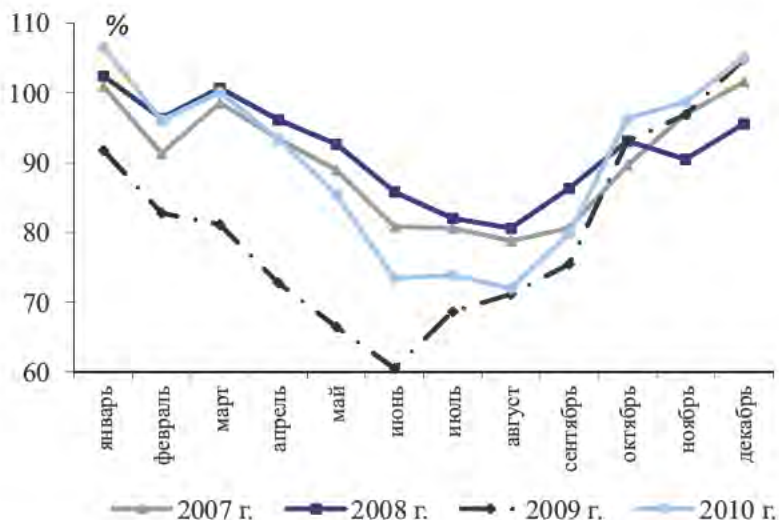
⁷⁰ Новый режим налогообложения нефтяной отрасли «60-66» предусматривает унификацию ставок экспортных пошлин на светлые и темные нефтепродукты на уровне 66 % от экспортной пошлины на сырую нефть. Система «60-66» предусматривает снижение экспортной пошлины на нефть примерно на 7 % при изменении формулы ее расчета. В частности, будет учитываться не 65 % от разницы между ценой мониторинга и ценой нефти в 182,5 долл. за тонну, а 60 %. Ставки пошлин на светлые и темные нефтепродукты унифицируются на уровне 66 % от пошлины на нефть, при этом сохраняется повышенный уровень пошлины на экспорт бензина – 90 % от пошлины на нефть. Постановление предусматривает, что с 2015 г. ставки экспортных пошлин на темные нефтепродукты будут повышены до уровня пошлины на сырую нефть.

2008 г.). Предприятиями Группы «Газпром» в 2010 г. добыто 508,6 млрд куб. м газа. Независимые производители газа и нефтяные компании наращивали добычу более высокими темпами, чем у Группы «Газпром», и в результате добыли 140,4 млрд куб. м газа. Этот разрыв обусловлен их работой только на внутреннем рынке, который в кризис оказался более стабильным, чем экспортные поставки Группы «Газпром».

В 2010-2011 гг. был реализован проект строительства газопровода «Северный поток». Запуск его первой нитки пропускной способностью 27,5 млрд куб. м газа в год намечен на конец 2011 года. Строительство ГТС «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» идет в соответствии с графиком. В настоящее время сварено 1176 из 1350 км линейной части газопровода, входящей в состав первого пускового комплекса.

Определяющим фактором для развития отрасли в посткризисный период стал рост спроса на газ на внутреннем рынке. Потребление газа по России в 2010 г. составило 458,1 млрд куб. м, или 106,4 % к уровню 2009 года. Более половины прироста было вызвано ростом спроса со стороны котельных и тепловых станций ЕЭС России (159,9 млрд куб. м). Значительный рост потребления газа продемонстрировали также металлургическая, цементная и агрохимическая отрасли.

В 2010 г. цены на газ выросли по сравнению с декабрем 2009 г. на 13,7 %. В ноябре 2010 г. экспортная цена (без учета пошлины) была выше внутренней цены приобретения на газ в 2,1 раза.



Источник: Минэкономразвития России.

Рис. 4.15. Динамика добычи природного газа в России в 2007-2010 гг. (декабрь 2006 г. = 100 %)

В 2009-2010 гг. «Газпром» столкнулся с кризисом сбыта природного газа в Европе, поскольку спотовые цены на газ в Европе в этот период были существенно ниже цен долгосрочных контрактов, что снижало конкурентоспособность российского природного газа. Спрос на природный газ в 2009 г. в Европе снизился на 5,5 %, а импорт природного газа – на 7,5 %. Но поставки российского газа в страны дальнего зарубежья снизились на 14,0 % до 148,3 млрд куб. м.

Экспорт газа (как российского, так и центральноазиатского) в 2010 г. составил 218,3 млрд куб. м, или 101,06 % к уровню 2009 года. Рост экспорта был обеспечен наращиванием экспортных поставок в страны СНГ и Балтии (в основном на Украину) до 70,2 млрд куб. м, или на 3,7 % к уровню 2009 года. Экспорт в дальнее зарубежье практически не изменился (148,1 млрд куб. м). В рамках проекта Сахалин-2, по данным ФТС России, на экспорт в 2010 г. поставлено более 9,5 млн т сжиженного природного газа (проект вышел на полную проектную мощность). Но ежемесячные объемы поставок газа в дальнее зарубежье в 2010 г., начиная с мая и до середины осени, оставались значительно ниже объемов поставок газа за соответствующий период 2009 г., особенно летом. Только в начале 2011 г. в связи с событиями в арабских странах, ценовой конъюнктурой (спотовые цены приблизились к ценам долгосрочных контрактов, которые в перспективе будут расти из-за роста мировых цен на нефть в начале 2011 г.) продажи Газпрома в Европе резко возросли.

Таблица 4.3. Индикаторы стратегического развития газовой промышленности

Индикатор	Цель 1-го этапа ЭС-2030	Фактическое значение			Риски 1-го этапа ЭС-2030
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	
Доля новых районов в суммарных объемах добычи, %. В том числе:	13 14	2	3	3	Высокие
Ямал	6	0	0	0	Высокие
Восточная Сибирь и Дальний Восток	7 8	2	3	3	Высокие
Доля независимых производителей газа и ВИНК в добыче %,	20	17	20,9	21,6	Очень низкие
Рост протяженности магистральных газопроводов, % к уровню 2005 г.	8 10	3	4	5	Низкие
Доля реконструированных газопроводов в протяженности ЕСГ, %	10 11	4	5	6	Средние
Доля стран Азиатско Тихоокеанского региона в структуре экспорта, %	11 12	0	4,4	7,8	Высокие
Доля сжиженного природного газа в структуре экспорта, %	4 5	0	4,4	7,8	Очень низкие

Примечание. Срок реализации первого этапа ЭС-2030 — 2014 год.

Источник: ЭС-2030, Расчетный топливно-энергетический баланс Российской Федерации за 2000-2010 гг., Институт энергетической стратегии.

Сжатие внешнего спроса на топливно-энергетические ресурсы является важнейшей, но не единственной причиной снижения экспорта российского газа. Среди других причин надо отметить завершение строительства новых мощностей по производству СПГ в Катаре и начало широкомасштабной добычи слан-

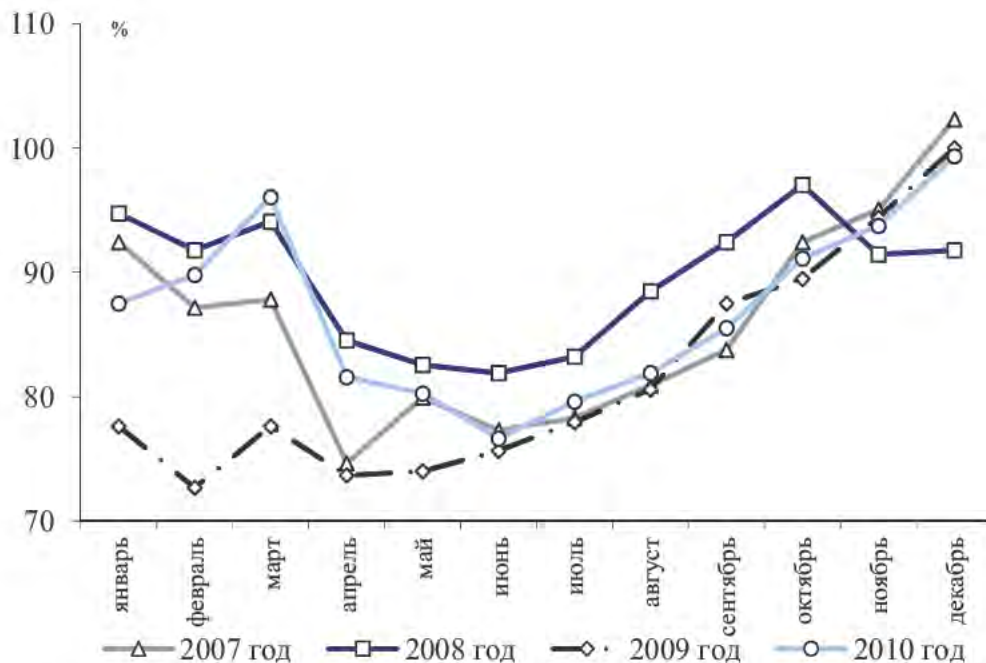
цевого газа в США, очередные зигзаги во внешней энергетической политике Евросоюза, российско-белорусские и российско-украинские газовые кризисы, а также негибкость системы долгосрочных контрактов, которая стимулировала европейских потребителей переориентироваться на поставки СПГ.

Мониторинг реализации ЭС-2030 показал, что главным риском является высокая неопределенность на экспортных рынках, поэтому целесообразно сосредоточить инвестиционные усилия отрасли на обеспечении потребностей российских потребителей (табл. 4.3).

Добыча угля в 2010 г. составила 317,0 млн т, или 105,4 % к уровню 2009 г., но осталась ниже уровня 2008 г. (96,4 %) - рис. 4.16.

Рост добычи угля в этот период был вызван увеличением спроса на уголь на внутреннем и внешнем рынках и улучшением внешнеэкономической конъюнктуры.

На внутренний рынок в 2010 г. поставлено 197,5 млн т российского угля (107,3 % к 2009 г.), на экспорт – 104,9 млн т угля (109,5 %). Темп роста экспортных поставок угля в страны дальнего зарубежья составил 105,2 %, а в ближнее зарубежье (в основном на Украину) – 162,3 %. Доля экспорта в общем объеме добычи угля составила 36,6 % против 35,5 % в соответствующий период предыдущего года. Темпы роста экспортной контрактной цены в 2010 г. составили 112,2 % по отношению к 2009 году.

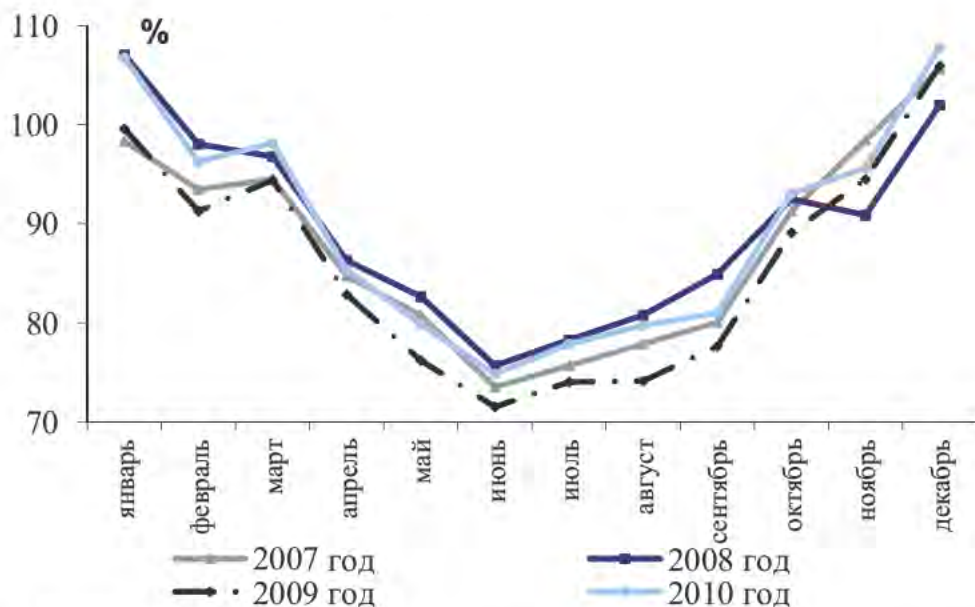


Источник: Минэкономразвития России.

Рис. 4.16. Динамика добычи угля в России в 2007-2010 гг. (декабрь 2006 г. = 100 %)

Мониторинг реализации ЭС-2030 показал, что положительными тенденциями в угольной отрасли являются рост объема мощностей угольных терминалов морских портов, увеличение охвата обогащением каменного энергетического угля – иными словами, экспортно-ориентированные проекты. В то же время по-прежнему низок удельный вес вновь вводимых мощностей и современных технологий в общем объеме добычи, значительным остается риск аварий. В 2010 г. угольная отрасль в основном преодолела последствия кризиса, практически не пользуясь государственной поддержкой, но ее дальнейший рост требует решения ряда проблем государственного регулирования (в первую очередь, в сфере межтопливной конкуренции и обеспечения оптимальной структуры топливно-энергетического баланса страны).

Индекс производства и распределения электроэнергии, газа и воды в 2010 г. составил 104,1 %. За 2010 г. выработано 1036,8 млрд кВт·ч электроэнергии (104,7 % к 2009 г. – рис. 4.17). Потребление электроэнергии вплотную приблизилось к уровню 2008 года. Рост производства электроэнергии по сравнению с уровнем предыдущего года обусловлен не только увеличением темпов роста производства в ряде электроемких видов деятельности, но и сложившимися холодными погодными условиями в прошедший отопительный сезон, а также аномально высокой температурой в летний сезон.



Источник: Минэкономразвития России.

Рис. 4.17. Производство электроэнергии в России в 2007-2010 гг. (декабрь 2006 г. = 100 %)

В 2010 г. продолжалась реализация инвестиционных программ в электроэнергетике. Ввод новой мощности в январе – декабре 2010 г., по данным ОАО «СО ЕЭС», составил 2870,6 МВт, вывод из эксплуатации – 976,7 МВт. Кроме

того, в декабре 2010 г. поставлен под промышленную нагрузку гидроагрегат № 3 на Саяно-Шушенской ГЭС (всего после техногенной аварии в августе 2009 г. восстановлено четыре гидроагрегата). Тем не менее ввод мощностей значительно отстает от ранее утвержденных планов, что в условиях высокого износа оборудования может привести к нарастанию рисков в сфере обеспечения надежности и эффективности энергосистемы.

Ключевая проблема электроэнергетики – отсутствие прогресса в повышении КПД электростанций, сокращении удельных расходов топлива на тепловых электростанциях, уменьшении потерь в электрических сетях (табл. 4.4). Это, в свою очередь, обусловлено **фактическим провалом инвестиционных программ теплогенерирующих компаний**. В перспективе 2011-2014 гг. рост производства и потребления электроэнергии продолжится, активизируется реализация инвестиционных программ в отрасли. При этом будут сохраняться диспропорции в структуре рынка электроэнергии и мощности, а также инвестиционных программ, а обновление основных фондов электроэнергетики будет медленным.

Таблица 4.4. Индикаторы стратегического развития электроэнергетики

Индикатор	Цель 1 го этапа ЭС 2030	Фактическое значение			Риски 1 го этапа ЭС 2030
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	
Доля нетопливных источников энергии в структуре производства электроэнергии, %	34	30,4	33,2	32,7	Средние
Доля газа в структуре топливообеспечения, %	70 71	70,3	69,7	69,1	Низкие
Доля угля в структуре топливообеспечения, %	25 26	26,0	27,0	27,8	Низкие
Вероятность бездефицитной работы энергосистем России	0,9990	0,996	0,996	0,997	Высокие
КПД угольных электростанций, %	35	34	34	34	Высокие
КПД газовых электростанций, %	45	38	39	39	Высокие
КПД атомных электростанций, %	32	32	32	32	Очень низкие
Удельные расходы топлива на тепловых электростанциях, г у. т. /кВт•ч	315	333	338	338	Высокие
Потери в электрических сетях, % от отпуска электроэнергии в сеть	12	13	13	13	Средние

Примечание. Срок реализации первого этапа ЭС-2030 — 2014 год.

Источник: ЭС-2030, Расчетный топливно-энергетический баланс Российской Федерации за 2000-2010 гг., Институт энергетической стратегии.

В теплоснабжении не наблюдается заметных положительных изменений в частоте отключений теплоснабжения, обновлении тепловых сетей, повышении доли систем с новыми высокоэффективными технологиями, повышении КПД на ТЭЦ. Техническое состояние отрасли остается тяжелым, что является угрозой энергетической безопасности России.

В 2010 г. производство основных видов **первичных топливно-энергетических ресурсов** увеличилось по сравнению с 2009 г. на 6,1 % (табл. 4.5) в основном за счет

роста добычи газа и нефти. Основные риски в сфере внутреннего потребления связаны с потенциалом роста потребления угля, который сдерживается медленной реализацией инвестиционных программ (рис. 4.18). Основные риски в сфере экспорта связаны с экспортом природного газа (рис. 4.19), который из-за кризиса сбыта российского газа на европейском рынке остается намного ниже показателей ЭС-2030.

Таблица 4.5. Динамика внутреннего спроса и экспорта энергоресурсов

Индикатор	Цель 1 го этапа ЭС 2030	Фактическое значение			Риски 1 го этапа ЭС 2030
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	
Внутреннее потребление ТЭР, млн т у. т.	1008-1107	988,5	931,5	1002,6	Средние
сырая нефть, млн т	232-239	236,2	237,5	249,0	Очень низкие
природный газ, млрд куб. м	478-519	459,8	423,2	478,7	Средние
уголь, млн т у. т.	168-197	156,6	144,5	145,7	Высокие
электроэнергия, млрд кВт·ч	1041-1218	1022,8	977,6	1019,4	Средние
Экспорт, млн т у.т.	913-943	818,1	800,8	830,2	Средние
сырая нефть, млн т	243-244	243,1	247,4	247,9	Низкие
природный газ, млрд куб.м	230-250	195,4	168,3	179,1	Очень высокие
уголь, млн т у.т.	72-74	67,5	72,1	78,1	Низкие
электроэнергия нетто, млрд кВт·ч	18-25	17,6	14,6	17,9	Средние

Примечания:

1. Срок реализации первого этапа ЭС-2030 – 2014 год.

2. Экспорт газа указан с учетом закупок центральноазиатского газа Группой «Газпром».

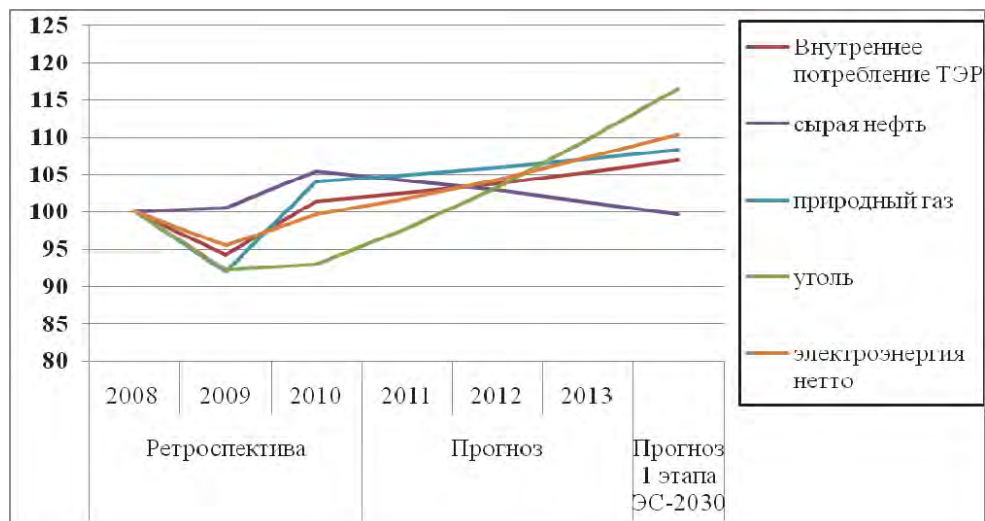
3. Данные таблиц могут не совпадать с данными Минэкономразвития России.

Источник: ЭС-2030, Расчетный топливно-энергетический баланс Российской Федерации за 2000-2010 гг., Институт энергетической стратегии.

В целом результаты анализа посткризисного восстановления отраслей ТЭК в 2009-2010 гг. весьма противоречивы. Они выявили явную несбалансированность усилий государства и энергетических компаний в части развития различных отраслей ТЭК и регионов РФ. На фоне очевидных успехов в сфере реализации крупных энергетических проектов (ВСТО, «Северный поток») обострились застарелые проблемы российского ТЭК (высокий износ основных фондов, низкая энергоэффективность и пр.). **За парадным фасадом и блеском экспортных энергетических проектов все более явственно проступают контуры тяжелых внутренних проблем российского ТЭК.** Несмотря на значительные инвестиции, в 2010 г. не удалось добиться прогресса в снижении износа основных производственных фондов, он сохранился на высоком уровне в 60 %.

В 2009-2010 гг. была прервана многолетняя тенденция снижения удельной энергоемкости ВВП России – с учетом влияния экономического кризиса данный показатель возрос более чем на 3 % в 2009 году. При этом в 2010 г. опере-

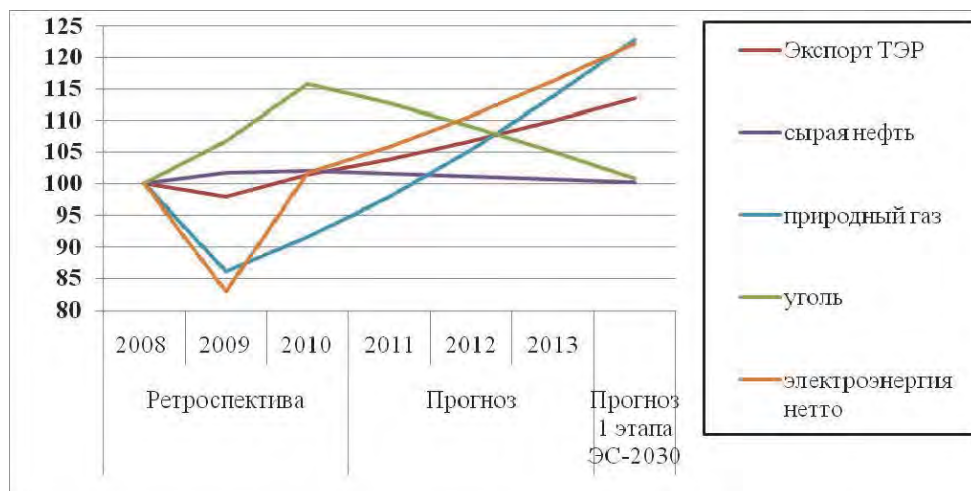
жающий рост потребления энергоносителей по отношению к ВВП привел к дополнительному росту энергоемкости на 0,6 %. Эта тенденция является крайне неблагоприятной.



Примечание: Срок реализации первого этапа ЭС-2030 – 2014 год. На 2011-2013 гг. указаны показатели, необходимые для достижения целей первого этапа.

Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 4.18. Динамика внутреннего спроса на энергоресурсы, 2008 г. = 100 %



Примечания:

1. Экспорт газа указан с учетом закупок центральноазиатского газа Группой «Газпром».
2. Срок реализации первого этапа ЭС-2030 – 2014 год. На 2011-2013 гг. указаны показатели, необходимые для достижения целей первого этапа.

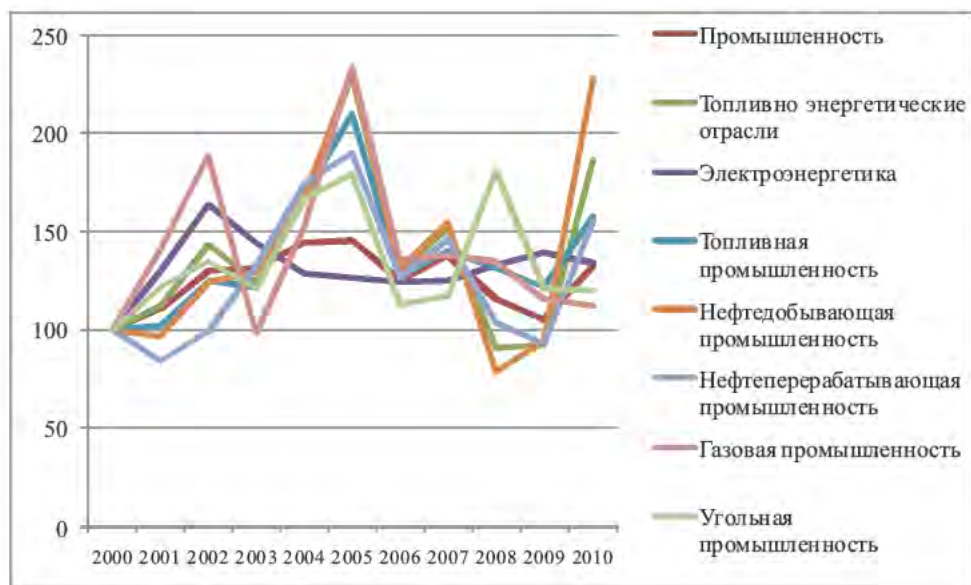
Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 4.19. Динамика экспорта энергоресурсов, 2008 г. = 100 %

4.3.3. Рост тарифов на продукцию ТЭК: угроза экономическому росту

Постоянный рост тарифов на продукцию и услуги естественных монополий в ТЭК повышает издержки в экономике, подрывает инвестиционные возможности предприятий и угрожает экономическому росту, поэтому необходим тщательный контроль затрат естественных монополий и повышение их эффективности.

Динамика цен на продукцию ТЭК является одним из ключевых факторов структурной перестройки экономики. Уже в 2000-е гг. цены на большую часть энергетических товаров, включая регулируемые тарифы в естественно-монопольных отраслях, росли существенно быстрее общего роста цен в промышленности и экономике (рис. 4.20). Эта тенденция сохранилась и в период кризиса.



Источник: Росстат.

Рис. 4.20. Изменение относительных цен на продукцию различных отраслей, уровень 2000 г. = 100 %

В 2011-2015 гг., в соответствии с принятыми в 2009 г. «Основными направлениями государственной тарифно-ценовой политики в инфраструктурном секторе», предполагается осуществлять изменение тарифного законодательства в инфраструктурных секторах экономики по следующим направлениям:

- переход к установлению долгосрочных тарифов;
- передача управления инфраструктурой частным операторам;
- синхронизация инвестиционных программ субъектов естественных монополий;

- регулирование надежности и качества предоставляемых услуг;
- раскрытие информации субъектами естественной монополии о деятельности;
- внедрение социальной нормы потребления электрической энергии;
- повышение энергоэффективности потребления электроэнергии, газа, тепла, воды;
- повышение эффективности и прозрачности деятельности регулирующих органов.

На этапе 2011-2014 годов завершается формирование нового механизма регулирования тарифов и услуг, предоставляемых естественными монополиями и компаниями, действующими в конкурентных либерализованных сегментах инфраструктурных секторов.

В **электроэнергетике** он характеризуется:

1) либерализацией рынка электроэнергии на 100 % для промышленных потребителей с 2011 г.;

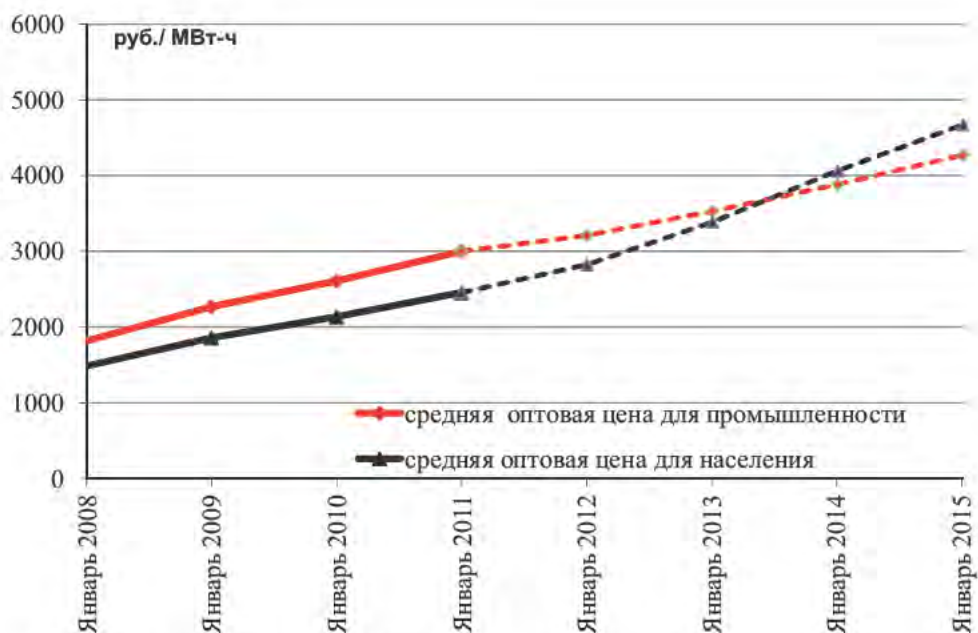
2) устранением перекрестного субсидирования между территориями и группами потребителей электроэнергии;

3) сохранением государственного регулирования тарифов инфраструктурных компаний в сфере электроэнергетики (на передачу электроэнергии по сетям и диспетчеризацию);

4) сохранением государственного регулирования тарифов на электроэнергию, отпускаемую населению в неценовых зонах (Калининградская и Архангельская области, Республика Коми, Дальний Восток).

К 2014 г. тариф на электрическую энергию для населения будет доведен до уровня, покрывающего, по мнению правительства, все затраты по производству, передаче, сбыту и диспетчеризации с минимальной нормой рентабельности (рис. 4.21). При этом прирост тарифов для населения устанавливается с превышением прироста тарифов на электроэнергию для всех потребителей в 2012-2014 гг. в 2,4-2,5 раза. Переход к либерализации тарифов на электроэнергию для населения может произойти только при условии трансляции свободной цены с оптового рынка электрической энергии (мощности) на розничный. В этой связи с целью доведения тарифов до уровня соответствия свободным ценам тариф на электрическую энергию для населения в 2015-2017 гг. будет расти с превышением среднего прироста тарифов для всех категорий потребителей в 1,7 раза. Это позволит к 2017 гг. перейти на оплату электрической энергии населением по свободным ценам наравне с промышленными потребителями.

Необходимо отметить, что уже сейчас компании всех типов в электроэнергетике получают весьма высокие прибыли. Это касается как генерирующих компаний, получивших в 2009 г. и в меньшей степени 2010 г. рекордные прибыли (рентабельность достигала 15-25 %), так и в особенности сетевых и сбытовых компаний. Хаос в энергосбытовой сфере, отсутствие регулирования и локальный монополизм привели к тому, что тарифы для промышленных предприятий в отдельных случаях достигали 5-8 руб. за кВт•ч. Эта проблема весной 2011 г. привлекла внимание высшего руководства страны, и был предложен ряд мер по ограничению роста тарифов, в первую очередь за счет контроля над сетевым и сбытовым сектором (генерирующих компаний это коснется в меньшей степени).



Источник: Институт энергетической стратегии.

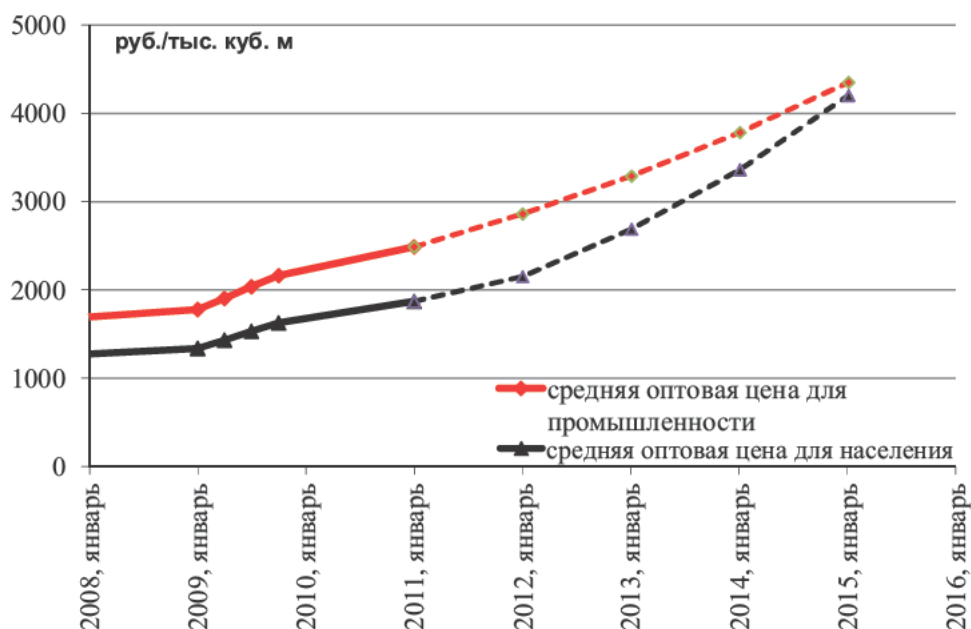
Рис. 4.21. Динамика цен на электроэнергию в 2008-2015 гг.

В газовой отрасли новый механизм регулирования тарифов характеризуется:

- переходом к ценам на газ, определяемым на основе равной доходности для внутренних и внешних потребителей (цены net back);
- продолжением ликвидации перекрестного субсидирования как на оптовом, так и на розничном рынках газа к 2015 году.

Переход к ценам на газ, определяемым на основе равной доходности, носит сглаженный постепенный характер с целью недопущения ценовых шоков для внутренних потребителей. Вместе с тем равнодоходность поставок газа для внешних и внутренних потребителей может быть достигнута не ранее 2017-2020 гг. (рис. 4.22).

Новые условия функционирования рынков услуг естественных монополий, согласно официальной позиции, направлены на стимулирование энергосбережения и создание условий для привлечения в эту сферу масштабных частных инвестиций. Предполагается, что этот процесс нивелирует негативный эффект от роста тарифов в период 2016-2020 гг. (при условии создания благоприятного инвестиционного климата). Но одновременно рост тарифов подрывает финансово-инвестиционную базу развития промышленности, создавая значительные инфляционные риски, в частности, в период завершения перехода к либерализации тарифов на электроэнергию на этапе 2011-2015 годов. Рост тарифов также ведет к значительному снижению конкурентоспособности отечественных производителей.



Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 4.22. Динамика цен на природный газ в 2008-2015 гг.

Анализ посткризисного восстановления и среднесрочных перспектив развития экономики и ТЭК показал, что траектория развития и экономики, и энергетики изменилась.

Экономика, ТЭК в целом и отдельные его отрасли уже не могут развиваться в рамках инерционных трендов прошлых лет. Они ведут лишь к обострению существующих проблем и появлению новых. Необходим качественный прорыв в развитии российской энергетики через ее модернизацию. Это позволит российскому ТЭК достойно ответить на новые макроэкономические, социальные, геополитические вызовы и угрозы, стоящие перед ним сегодня.

Особенно это касается взаимодействия ТЭК и экономики: необходимость опережающего развития других отраслей экономики стала еще более очевидной. В противном случае как собственно ТЭК, так и российскую экономику в целом ждет глубокий кризис.

С отраслевой точки зрения в среднесрочной перспективе для нефтяной отрасли главными задачами будут модернизация нефтепереработки и поддержание достигнутого уровня добычи нефти;

для газовой отрасли – преодоление кризиса продаж в Европе и реализация масштабных инвестиционных проектов, в первую очередь в добыче природного газа;

для угольной отрасли – развитие внутреннего рынка;

для электроэнергетики – реализация инвестиционных программ компаний и повышение эффективности регулирования всех электроэнергетических рынков;

для теплоснабжения – коренная модернизация отрасли и создание благоприятных условий для привлечения в нее инвестиций.

В целом для модернизации экономики также необходимо проведение разумной тарифной политики. Курс на равнодоходность энергетических поставок на внутренний и внешний рынки не учитывает опасных мультипликативных эффектов от роста внутренних цен на энергоносители, который может подорвать саму идею экономического роста и модернизации экономики.

РЕЗЮМЕ к разделу 4

На уровне валовых показателей российская экономика вышла на посткризисную траекторию роста ВВП и промышленного производства, а энергетика стала демонстрировать рост производства, потребления и экспорта энергоносителей. Валовые показатели в энергетике уже в 2010 г. приблизились к уровню 2008 г., а в 2011 г., по-видимому, этот уровень превзойдут. Но темпы роста экономики и энергетике в результате кризиса, скорее всего, существенно замедлятся.

Анализ хода и последствий кризиса 2008-2009 гг., а также перспектив экономического и энергетического роста в 2011-2013 гг. показывает, что кризис поставил российскую экономику перед развилкой, которая надолго определит пути ее развития. Без существенных изменений экономической политики экономический рост будет слабым, тяготеющим к стагнации. Для реального экономического прогресса необходим комплекс структурных реформ.

РАЗДЕЛ 5. БУДУЩЕЕ ЭКОНОМИКИ И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ: ДЕГРАДАЦИЯ ИЛИ МОДЕРНИЗАЦИЯ?

Необходимость глубокой модернизации и формирования новой устойчивой модели экономического роста в стране вызваны прежде всего текущим состоянием ее социально-экономического развития.

Так, президент фонда ИНДЕМ Г. Сатаров считает, что «модернизационный приступ» в России «протекает на фоне крайнего упадка системы управления, сопряженного с беспрецедентной коррупцией, ослабления гражданского общества, ставшего последней мишенью власти, которая считает своей задачей ликвидацию любой институциональной автономности, деморализации населения, зараженного равнодушием и цинизмом. Признаки возможного распада не только в том, что действующий режим воспроизводит во многом траекторию распада СССР. Самое страшное – царящее ощущение утраты будущего. Наиболее отчетливо этот синдром проявляется в бегстве из страны капитала и людей»⁷¹. Аналогичные оценки делают председатель правления Института современного развития И. Юргенс и член правления того же института Е. Гонтмахер, профессор Г. Цаголов⁷², ректор Российской экономической школы С. Гуриев⁷³ и др. На запредельный уровень коррупции, угрожающий самому существованию государства, указывает и председатель Счетной палаты России С. Степашин⁷⁴.

Учитывая, что посткризисное восстановление экономики продлится, по нашим оценкам, до 2013-2014 гг., долгосрочную перспективу ее развития до 2030 г. можно условно разбить на два этапа: 1) 2014-2020 гг., когда возможна структурная перестройка экономики, 2) 2020-2030 гг., когда возможны качественные изменения в характере экономического роста. **Мы считаем, что решающим для будущего российской экономики станет период 2014-2020 годов.**

Первый этап развития экономики и энергетики (2014-2020 гг.) начнется после формирования новой устойчивой модели экономического роста. Если структурных реформ не будет, то российская экономика останется в рамках текущей экспортно-сырьевой (и отчасти потребительской) модели роста. Во-первых, будет разрушаться оставшийся с советского времени инфраструктурный, производственный и кадровый задел. Во-вторых, по мере роста бюджетных обязательств и демографической нагрузки темпы экономического роста будут замедляться и составят до 4 % в год. В-третьих, по мере неизбежного перехода мировой экономики к новому, постуглеродному технологическому укладу и закату нефтяной эпохи Россия будет утрачивать свое место в мировом разделении труда.

⁷¹ Сатаров Г. Прологомены к последней модернизации в России // Вопросы экономики. 2011. № 5.

⁷² Цаголов Г. Кризис и модернизация. М.: Экономика, 2010.

⁷³ Российская экономика: внешнее благополучие и внутренние системные проблемы // Национальный банковский журнал. 2011. № 6 (85).

⁷⁴ Финансовый контроль. 2011. № 6 (115). С.106-107.

Такого неблагоприятного сценария можно избежать, если осуществить своевременные структурные реформы и запустить системный проект модернизации российской экономики. В этом случае за первую половину 2010-х гг. должна быть восстановлена дееспособность государства как организатора экономического развития, резко повышена эффективность государственного управления при одновременном снижении административного давления, запущены крупные и эффективные программы строительства инфраструктуры, резко улучшен инвестиционный климат. Главная задача в рамках модернизации – повышение эффективности экономики до уровня развитых стран и одновременно формирование уникальных российских точек роста, которые позволили бы нашей стране занять прочное место в международном разделении труда, не опираясь только на углеводородные ресурсы.

Второй этап развития экономики и энергетики начнется после перехода российской экономики на новый уровень развития. В 2020-е гг. в случае успешной реализации первого (неоиндустриального) этапа модернизации возможен постепенный переход к инновационному развитию экономики, для которого уже будет создана промышленная, технологическая, кадровая и институциональная база.

Для того чтобы такой переход стал возможен, необходимо уже в 2010-е гг. вкладывать значительные средства в научные разработки, а также менять схему организации и финансирования науки. Кроме того, для успешного перехода к инновационному развитию будет необходима своевременная корректировка государственной политики: снижение роли государства в экономике, постепенное завершение крупнейших инфраструктурных проектов с перенаправлением средств в образование, здравоохранение, науку и другие постиндустриальные виды деятельности. По-видимому, после 2020 гг. должна также измениться и макроэкономическая политика, поскольку пик инвестиционной нагрузки на экономику будет пройден. Необходимо подчеркнуть, что **задачи инновационного развития будут иметь смысл только в случае реализации в 2010-е гг. сценария модернизации**⁷⁵. Если же будет реализован неблагоприятный сценарий стагнации, а затем и кризиса, то об инновационном развитии в 2020-е гг. не будет и речи, а главной станет задача экономического выживания.

Следует особо отметить, что формирование новой устойчивой модели экономического роста немислимо без сокращения сложившегося за предшествующие годы «строительства капитализма» имущественного расслоения в стране – лидере по «производству миллиардеров». Кроме того, потребуется глубокая

⁷⁵ Новая модель социально-экономического развития должна принципиально отличаться от старой. Этот тезис поддерживает большинство специалистов и населения. Но вот чем отличаться, как и в каких направлениях проводить модернизацию – здесь существует широкий разброс мнений. Некоторые из них изложены в работах А. Аганбегяна (О месте экономики России в мире. Вопросы экономики. 2011. № 5), С. Глазьева (Стратегия опережающего развития России в условиях глобального кризиса. М.: Экономика, 2010), Г. Сатарова (Прологомены к последней модернизации в России // Вопросы экономики. 2011. № 5).

трансформация основных государственных институтов, понимаемых как совокупность формальных норм, неформальных предписаний и условий их функционирования⁷⁶. Наконец, говоря об условиях, необходимых для полноценной модернизации российской экономики и перевода ее на инновационный путь развития, нельзя оперировать только социально-экономическими категориями. По-видимому, надо признать (хотя это и выходит за рамки данной работы), что «при планировании стратегии долгосрочного социально-экономического развития необходимо в качестве неперменного параметра закладывать управляемую и направляемую государством постепенную либерализацию общественно-политической жизни, развитие политического плюрализма и цивилизованных форм участия граждан и бизнеса в политической жизни страны»⁷⁷. Одновременно потребуются серьезные институционально-политические изменения баланса отношений между обществом, бизнесом, регионами и федеральной властью.

5.1. Закат нефтяной эпохи как вызов для России

В средне- и долгосрочном плане ключевым внешним вызовом для России может стать устойчивая тенденция к снижению доходов от экспорта углеводородов, что потребует изменения структуры экспорта для сохранения места в международном разделении труда. Модернизация предполагает снижение доли энергоносителей в структуре экспорта, но не за счет сокращения абсолютных объемов их поставок, а за счет опережающего развития других экспортных секторов.

В 2000-е гг. Россия находилась в благоприятных условиях высоких цен на нефть и высокой доступности иностранного капитала, несмотря на временное ухудшение в ходе мирового финансово-экономического кризиса. Но в долгосрочной перспективе Россия вряд ли может рассчитывать на их дальнейшее улучшение и даже сохранение, поэтому модернизация должна опираться на внутренние ресурсы.

Главным внешним параметром развития экономики России являются цены углеводородного сырья. Как указывалось в разделе 1, мир стоит на пороге энергетической революции, содержанием которой будет переход от индустриальной к постиндустриальной энергетике. Результатом энергетической революции будет снижение спроса на ископаемое топливо. Это означает, что уже

⁷⁶ Подробнее см.: Норт Д. Понимание процесса экономических изменений. М.: ИД ГУ ВШЭ, 2010; Сатаров Г. Прологомены к последней модернизации в России. – Вопросы экономики, №5, 2011.

⁷⁷ Демократия: развитие российской модели. Доклад Института современного развития. Под общ. ред. И. Ю. Юргенса. М., Эконинформ, 2008. С. 4-9.

в 2020-е гг. мировые рынки нефти, природного газа и угля могут вступить в полосу стагнации, определяемой с одной стороны – успехами возобновляемой энергетики, а с другой – развитием технологического прогресса в традиционной энергетике, способствующего снижению удельных затрат на производство энергоресурсов. Соответственно, с 2030 г. мировое потребление ископаемого топлива может начать снижаться⁷⁸.

Кроме того, на рубеже 2025-2030 гг. можно ожидать формирования новой технологической инновационной волны в мировой экономике, которая вновь создаст импульс развитию экономики, особенно экономики знаний. Резко возрастет роль экологических и климатических барьеров роста, предоставляющих в то же время России в силу многообразия ее природных богатств новые уникальные шансы развития при условии значительного снижения ресурсоемкости ее экономики.

Для России это означает, что в неблагоприятном сценарии внешних условий (разумеется, он не является единственно возможным, но его вероятность значительна) к концу 2010-х гг. физические объемы экспорта нефти и природного газа могут стабилизироваться. В результате экспортная выручка ТЭК до 2020 г., вероятно, будет держаться примерно на уровне 2010 г. (240 млрд долл.; 2009 г. – 200 млрд долл., 2008 г. – 320 млрд долл.), но к 2030 г. упадет до 100 млрд долларов.

Между тем экономика России крайне зависима от экспорта углеводородов. В структуре российского экспорта на нефть, нефтепродукты и природный газ приходится до 70 %, в структуре доходов бюджета углеводородная составляющая достигает 50 %. Политический статус России в мире основан на двух факторах: инерции роли СССР как сверхдержавы (ядерное оружие, место в Совете Безопасности ООН) и роли страны как экспортера углеводородов («энергетическая сверхдержава»). Переход к постиндустриальной энергетике как минимум подрывает один из этих двух факторов.

Около 2020 г. Россия, по-видимому, столкнется с новым кризисом, вызванным очередным спадом цен на углеводороды. Как показывает опыт кризиса 2008 г., существенное снижение цен на нефть имеет несколько основных следствий.

Во-первых, изменится торговый баланс. Если в 2000-е гг. Россия постоянно имела значительное положительное сальдо торгового баланса, то уже к концу 2010-х гг. оно, скорее всего, станет нулевым из-за опережающего роста импорта (потребительского и инвестиционного) по отношению к экспорту (из-за достижения пределов физического объема при торможении цен). В 2020-е гг. в условиях падения цен на нефть и сырье в целом сальдо торгового баланса может стать отрицательным.

Во-вторых, изменение торгового баланса потребует перестройки денежно-кредитной политики Банка России. Приток иностранного капитала (в различных формах: кредитование, инвестиции и пр.) станет критичным

⁷⁸ Подробнее см.: Тренды и сценарии развития мировой энергетики в первой половине XXI века (под ред. Бушуева В.В.). М.: Институт энергетической стратегии, 2011.

для балансировки как текущего, так и капитального счета платежного баланса. Приток капитала в страну (при прочих равных условиях) существенно сократится как в виде кредитов, так и в виде инвестиций.

Переход от положительного торгового баланса к отрицательному будет неизбежно сопровождаться глубокой и длительной (хотя, возможно, управляемой и постепенной) девальвацией рубля. С одной стороны, девальвация стимулирует импорт и стимулирует экспорт. С другой стороны, она снижает как уровень потребления, так и инвестиционные возможности предприятий (при импорте оборудования или технологий).

В-третьих, изменится положение федерального бюджета. В условиях долгосрочного спада нефтегазовых доходов государственные резервы будут истрачены в течение 2-5 лет. В условиях перспективы хронически дефицитного бюджета может быть три решения: сокращение государственных расходов; увеличение налоговой нагрузки на экономику; реализация программы долгосрочных государственных заимствований.

Сокращение государственных расходов будет весьма болезненным и только отчасти может быть смягчено повышением их эффективности. Повышение налогов будет угрожать дальнейшим замедлением роста экономики, который в условиях спада цен на нефть неизбежен. Наконец, наращивание внутреннего либо внешнего долга означает в перспективе рост затрат на его обслуживание. Неочевидно, что вложения в государственный долг в этих условиях будут привлекательны для внутренних или внешних инвесторов. Мы считаем, что государство будет вынуждено задействовать все три указанных механизма, но каждый из них создает значительные риски.

В-четвертых, изменится положение бюджетной системы в целом. В России в настоящее время почти все нефтегазовые доходы аккумулируются в федеральном бюджете. Но в расходах федерального бюджета существенную часть составляют трансферты региональным бюджетам и во внебюджетные фонды, в первую очередь в Пенсионный фонд и Фонд обязательного медицинского страхования. В условиях спада цен на нефть и, соответственно, доходов остро встанет проблема реформы межбюджетных отношений и внебюджетных фондов. Особенно остро будет стоять проблема Пенсионного фонда. В 2010-2020-е гг. этот фонд, который и в настоящее время является дефицитным, станет требовать все больших трансфертов из-за ухудшения демографической структуры населения – роста доли пенсионеров относительно численности трудоспособного населения. Схожая проблема, но меньших масштабов будет наблюдаться в отношении Фонда обязательного медицинского страхования.

В-пятых, в условиях проблем бюджета и торгового баланса возрастет нагрузка на национальную экономику: налоговая, социальная и инвестиционная. Дополнительным фактором будет служить стремление энергетических компаний переложить растущие инвестиционные затраты на потребителя путем роста цен и тарифов. Этот тренд в настоящее время проявляется почти на всех энергетических рынках – на рынке нефтепродуктов, природного газа, электроэнергетики.

Кризис 2020-х гг., вероятно, будет схож с кризисом 2008 г., но продлится существенно дольше (хотя, возможно, его начало не будет столь резким). Так же, как и в 2008 г., спусковым механизмом кризиса станет внешний шок (его причина – завершение периода индустриального роста в развивающихся странах). Но из-за своей продолжительности он будет иметь гораздо более тяжелые последствия. В 2020-е гг. ни государство, ни бизнес, ни население не смогут переждать кризис, используя накопленные ранее резервы. Произойдет сжатие доходов и расходов бюджета, бизнеса и населения, затем – социально-политический кризис. **Результатом глубокого кризиса 2020-х гг. может стать затяжная экономическая стагнация из-за болезненной адаптации экономики, сидящей на «нефтяной игле», к постнефтяной эпохе.** В этих условиях резко возрастет нагрузка на инновационные высоко- и среднетехнологичные сектора экономики и сектор услуг, как основные движущие силы экономического роста и поддержания сбалансированности внешней торговли.

Преодоление кризиса 2020 г. (в ходе которого спад мировых цен на нефть, вполне вероятно, может наложиться на циклический кризис российской экономики) требует решения двух задач. *Во-первых, необходимо снижение зависимости российской экономики от экспорта энергоносителей* и шире – сырья.

Сложившаяся модель участия России в международном разделении труда, основанная на экспорте энергоносителей, не может стать основой для расширения позиций России на мировых рынках. В условиях снижающегося потенциала роста поставок топливно-энергетических товаров и металлургической продукции, доля которых в экспорте превышает 80 %, физические темпы роста экспорта будут зависеть от того, насколько быстро сможет измениться его структура в пользу несырьевых товаров. Даже при выходе на максимальный рост внешнеторговых поставок энергоносителей и металлургии на 1-2 % в год общее расширение российского экспорта будет существенно уступать ожидаемой динамике мировой торговли (6-8 % в год). Доля России в мировом торговом обороте станет постепенно снижаться. Без прорыва на новые рынки товаров и услуг с высокой долей добавленной стоимости Россия обречена на постепенное, но неизбежное вытеснение из мирового разделения труда⁷⁹.

Но зависимость состоит не только в структуре экспорта, но и в том, что бюджетная, денежно-кредитная, финансовая и экономическая политика государства решающим образом также зависят от экспорта.

⁷⁹ Кроме того, как считает ряд специалистов, что, поскольку нефть является весьма эластичным по цене товаром, есть риск, что страны ОПЕК, увеличив квоты на добычу и тем самым снизив цены, заставят Россию как конкурента уйти с мировых рынков. Более того, помимо инвестиционных рисков, связанных с поиском и освоением новых месторождений, следует добавить финансовые риски, возникающие на фондовых и сырьевых рынках в силу того, что цена товара, в десятки раз превышающая его себестоимость, является, как правило, спекулятивной. См., напр., Хрусталева Е.Ю., Славянов А.С. Проблемы формирования инвестиционной стратегии инновационно-ориентированного экономического роста // Проблемы прогнозирования. 2011. № 3 (126). С. 21-22.

Таким образом, во-вторых, необходима диверсификация экспорта, промышленности и экономики и своевременное (в течение первой половины 2010-х гг.) проведение целого ряда структурных реформ.

«Окно возможностей» для сравнительно мягкого проведения структурных реформ станет закрываться.

Если они не будут проведены уже в ближайшие годы, то их придется осуществлять в будущем в гораздо более сложных условиях. России начнет угрожать уже не количественный экономический спад (1990-е г.) и не качественное отставание (2000-е г.), а утрата государством способности проводить осмысленную экономическую политику – кризис конструктивности (2020-е г.).

Способность государства ставить осмысленные экономические задачи и добиваться их достижения продолжает снижаться, и без перелома этого тренда дальнейшее развитие страны невозможно.

5.2. Экономика и энергетика в 2010-2020 гг.: структурные сдвиги

Модернизация российской экономики требует глубоких изменений в структуре производства (в пользу обрабатывающей промышленности и сложных видов услуг) и использования (в пользу инвестиций) ВВП, а также изменения ключевых факторов экономического роста: от сырьевого экспорта к инвестициям.

В 2010-2020 гг. определится, будут ли реализованы структурные реформы и модернизация российской экономики. Если в 2011-2013 гг. должна быть создана база для модернизации, то в 2014-2020 гг. – реализованы основные реформы, структурные сдвиги и инвестиционные проекты в российской экономике и энергетике.

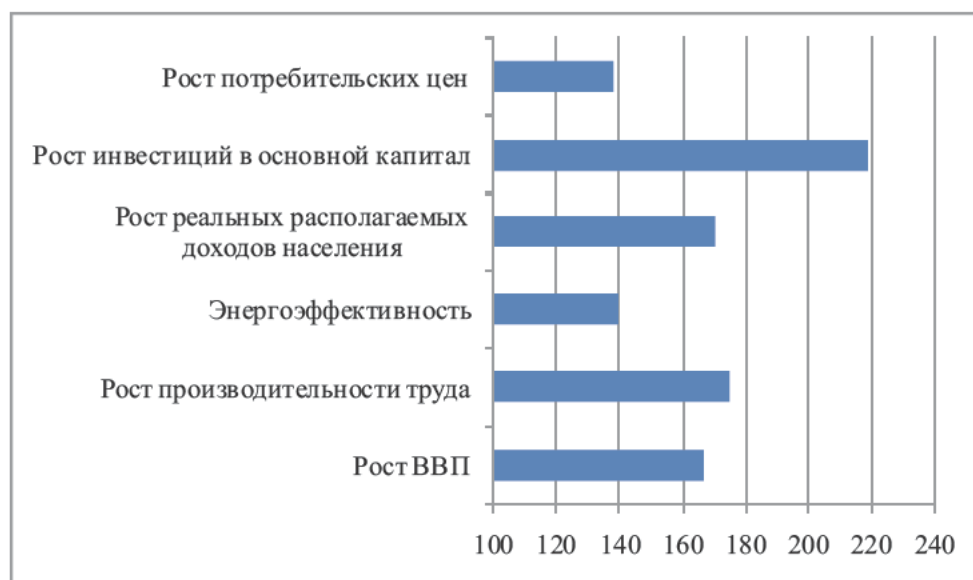
Решающая роль этапа 2014-2020 гг. отражена и в Концепции долгосрочного социально-экономического развития России (далее – КДР), и в Энергетической стратегии России на период до 2030 года. Конкретные параметры КДР к настоящему времени утратили актуальность, поскольку она разрабатывалась до кризиса и не учитывала необходимость глубоких структурных реформ для модернизации экономики⁸⁰, но основные цели концепции сохраняют актуальность. В ней также достаточно полно отражены задачи, но недостаточно прописаны риски и конкретные пути решения поставленных задач⁸¹.

⁸⁰ Разделы 5.2 и 5.3 написаны на базе материалов Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации (КДР) с учетом фактической динамики изменения ситуации в стране в 2009-2010 годах.

⁸¹ Осознание необходимости доработки КДР уже привело к началу ее обновления.

Между тем текущая социально-экономическая ситуация и социально-экономическая политика не позволяют достичь указанных показателей и во многом подрывают перспективы экономической модернизации. Период 2014-2020 гг. должен стать этапом глубоких структурных реформ и модернизации российской экономики. В противном случае возможности развития во многом будут необратимо упущены.

По прогнозам КДР, в 2012-2020 гг. ВВП должен вырасти в 1,65 раза (на 6,5% в год) – рис. 5.1.



Примечание. Возможно, сроки второго этапа будут сдвинуты на 2014-2022 годы.

Источник: Минэкономразвития России.

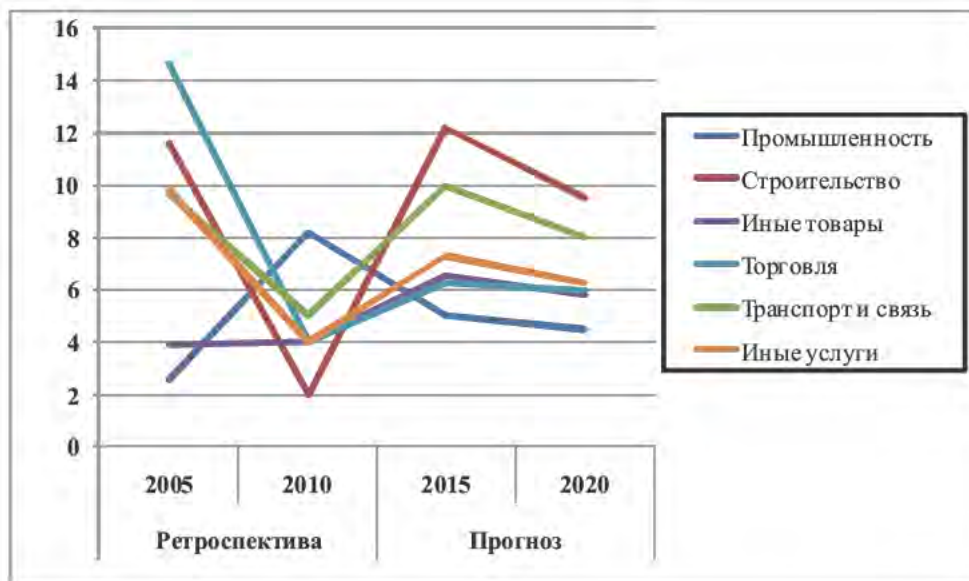
Рис. 5.1. Целевые макроэкономические индикаторы второго этапа (2020 г. к 2012 г., %)

Нужно отметить, что этот прогноз опирался на первый этап КДР, который вследствие кризиса фактически провален. Тем не менее такие результаты, в принципе, могут быть достигнуты при эффективной государственной политике и благоприятных внешних условиях.

Рост ВВП согласно концепции будет опираться на рост эффективности использования факторов производства – производительности труда (в 1,7 раза, или почти на 7 % в год, – самое уязвимое место концепции) и энергоэффективности. Это требует опережающего роста инвестиций по отношению к ВВП. Инвестиции должны возрасти в 2,15-2,25 раза, а доля капитальных вложений в ВВП – по крайней мере до 28 %. Именно на втором этапе темпы снижения

энергоёмкости достигают наибольших значений за счет структурных сдвигов в пользу менее энергоёмких отраслей и производств и массовой замены энергоёмких основных фондов. КДР предполагает, что наряду с опережающим ростом инвестиций возможен рост доходов населения на уровне роста ВВП (благодаря относительному сжатию чистого экспорта и госсектора). Но, скорее всего, потребуется опережающий рост производительности труда по отношению к доходам.

Структурные сдвиги в экономике будут определяться повышением доли услуг в структуре ВВП, связанным с опережающей динамикой роста строительства, транспорта и связи, а также сохранением высокой динамики роста госсектора (рис. 5.2). К 2015 году ожидается формирование новой структуры роста, которая будет отличаться от волны 2000-х гг. меньшей ролью торговли, большей ролью строительства, промышленности и транспорта.



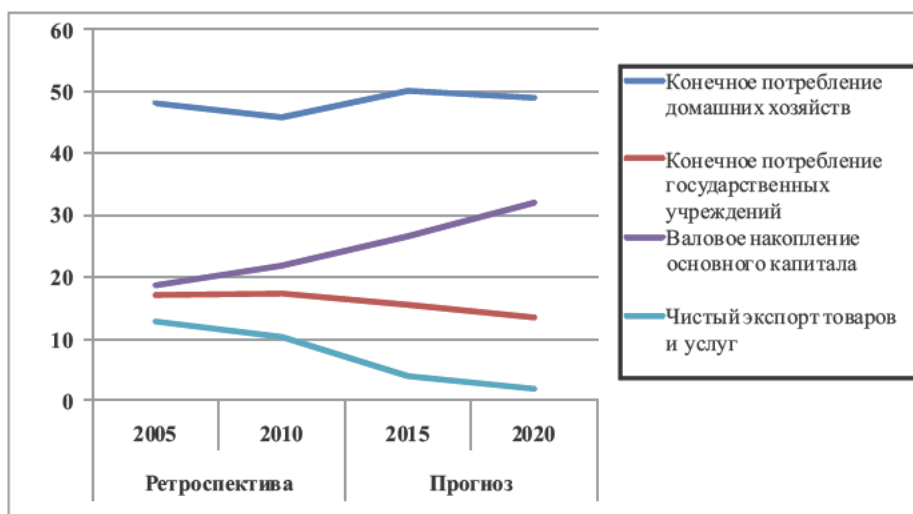
Источник: Минэкономразвития России, оценки Института энергетической стратегии.

Рис. 5.2. Темпы роста добавленной стоимости по видам экономической деятельности, %

Необходимо отметить, что Концепция долгосрочного развития неявно исходит из постиндустриального варианта развития России: темпы роста промышленности систематически отстают от темпов роста ВВП. Но в промышленности смешиваются добывающие и обрабатывающие отрасли. Можно уверенно говорить, что без опережающего роста обрабатывающей промышленности, сначала для целей импортозамещения, а затем и на экспорт, модернизация

российской экономики невозможна. При этом в обрабатывающей промышленности КДР делает акцент на развитии тех отраслей, где решающую роль играют государственные компании, с прицелом на выход на мировые рынки авиационной и космической техники, судостроительной продукции, ядерных технологий, создания программного обеспечения, космических запусков, услуг космической связи, навигации и геоинформационного обеспечения. С учетом недостаточной эффективности работы государственных компаний, накопленного технологического отставания, проблем со смежниками и острой конкуренции эти планы, скорее всего, не будут полностью реализованы. Локомотивом промышленного роста, вероятно, станут менее технологичные отрасли, в которых внутренний рынок предоставляет значительные преимущества: сборочное машиностроение и производство компонентов, промышленность строительных материалов, пищевая промышленность, химическая промышленность. Потребителями этой промышленной продукции станут емкие инфраструктурные отрасли: строительство жилья, транспорт, а также потребительский сектор. Таким образом, перепрыгнуть через определенную стадию технологического роста сразу к инновационным секторам не удастся⁸².

Развитие российской экономики, по прогнозам КДР, должно будет характеризоваться динамичным ростом внутреннего потребительского и особенно инвестиционного спроса одновременно с замедлением роста топливно-сырьевого экспорта. Это приведет к сокращению доли экспорта в ВВП до 20,7 % в 2015 году и 17,6 % в 2020 г. (рис. 5.3).



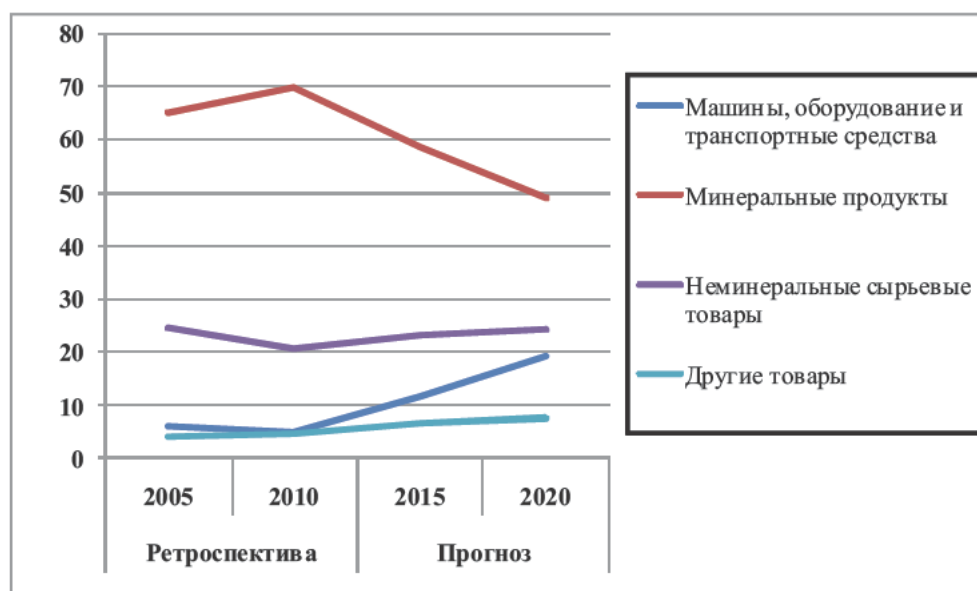
Источник: Минэкономразвития России, Институт энергетической стратегии.

Рис. 5.3. Структура ВВП по использованию дохода, %

⁸² Некоторые проблемы, которые необходимо решить на этом пути, описаны в работе: Государство на рынке интеллекта. Э. Маймин и В. Егозарьян. Финансовый контроль. 2011. № 6 (115).

В структуре использования ВВП ожидается рост доли валового накопления основного капитала, которая к 2015 г. может возрасти до 33 %, а к 2020 г. - до 36 % (это исключительно высокая величина, реально можно говорить о 28-30 %). Доля потребления домашних хозяйств стабилизируется на уровне 49-50 %. Прогнозируется снижение доли потребления государственных учреждений до 15,5 % к 2015 г. и до 13-14 % к 2020 г. в связи с сокращением численности госслужащих и бюджетников. Снижение динамики экспорта при сохранении высоких темпов роста импорта приведет к сокращению сальдо чистого экспорта товаров и услуг.

В рамках модернизации российской экономики необходимо к 2020 г. изменить структуру экспорта в пользу машин и оборудования, химической продукции, продовольствия при снижении доли энергоносителей и металлургической продукции (рис. 5.4).



Источник: Минэкономразвития России, Институт энергетической стратегии.

Рис. 5.4. Структура экспорта в постоянных ценах 2006 г., %

Докризисные оценки КДР предполагали существенное изменение структуры экспорта уже к 2010 году. Очевидно, что этот этап провален. Дальнейшие оценки КДР предполагают, что экспорт машиностроительной продукции увеличится с 19,7 млрд долл. (5,6 % от экспорта товаров) в 2007 г. до 122 млрд долл. США (более 19 %) в 2020 году. Удельный вес экспорта химической продукции (в постоянных ценах 2006 г.) предполагалось увеличить с 5,6 % в 2007 г.

до 6,9 % в 2020 г., продовольственных товаров – с 2,1 % до 3,7 %. В случае благоприятной динамики внешнего спроса эти процессы должны были обеспечить ускорение физического роста экспорта до 4-5 % в 2015-2020 годах. Стоимостные объемы экспорта в текущих долларах США увеличатся с 354,4 млрд в 2007 г. до 902,8 млрд в 2020 году. Предполагался также выход на новые рынки высокотехнологичных товаров и услуг – авиатехники, судостроения, космических услуг, информационных услуг, программного обеспечения и другой продукции, на ряд сельскохозяйственных рынков – зерна, растительного масла, льна и других товаров. В настоящее время достаточно очевидно, что эти планы не могут быть реализованы, причем не только из-за воздействия кризиса и ухудшившихся перспектив мировой экономики. Текущая экономическая политика жестко противоречит этим целям, блокируя промышленную модернизацию, без которой они недостижимы. Но при условии проведения структурных реформ и модернизации целевые параметры КДР могут быть достигнуты ориентировочно к 2025 г. вместо 2020 года.

В рамках КДР ожидалось резкое замедление роста импорта уже к 2011 г., но в реальности после кризисного провала он, напротив, показал быстрый рост. Тем не менее сохраняет актуальность прогноз замедления темпов к концу 2010-х гг. до 4-8 % (в постоянных ценах). Импорт на протяжении 2010-х гг. будут опережать динамику экспорта. В основном это будет связано с высоким инвестиционным спросом в экономике: импорт будет ориентирован на приобретение высокотехнологичной продукции, необходимой для развития производств и повышения стандартов потребления. Доля инвестиционных товаров в структуре импорта вырастет с 28 % в 2007 г. до 35 % в 2020 году. Замедление роста импорта будет связано прежде всего с динамикой импорта потребительской продукции, где существует потенциал переориентации внутреннего спроса на товары отечественного производства. Ограничение роста импорта будет связано не только с постепенным ростом конкурентоспособности отечественной продукции, но и с окончанием этапа быстрого укрепления реального курса рубля. Следует отметить, что прогнозы КДР не учитывают вероятного спада мировых цен на нефть вследствие начала смены технологических укладов и окончания нефтяной эпохи и в целом ориентированы на плавное изменение показателей, не учитывая резких шоков.

Необходимые для модернизации российской экономики структурные изменения могут быть осуществлены только при условии комплексных экономических реформ.

В случае успеха произойдет качественное изменение экономического роста: от сырьевого и потребительского – к ресурсно-инновационному сектору.

Безусловно, и в сценарии модернизации российская экономика будет сталкиваться со значительными вызовами и периодическими кризисами,

которые являются обязательным элементом развития. Однако ресурсно-инновационное развитие позволяет использовать кризисы конструктивно, для структурного обновления экономики и повышения ее эффективности.

Таким образом, постепенный переход к инновационному развитию – единственный путь к экономическому и социальному росту в России в долгосрочной перспективе.

5.3. Экономика и энергетика в 2020-2030 гг.: инновационное развитие

В 2020-2030 гг. в случае успешной реализации первого (неоиндустриального) этапа модернизации начнется постепенный переход к инновационному развитию России. Этот переход будет сопровождаться изменением ряда внешних и внутренних условий.

В 2020-2030 гг. развитие экономики России будет решающим образом зависеть от темпов модернизации страны. При медленном ходе этого многомерного процесса даже высокие уровни мировых цен на сырье не обеспечат приемлемых темпов развития экономики России. Вместе с тем ускоренная модернизация обеспечит значительные темпы роста даже в случае умеренных цен на сырье (с опережением роста мирового ВВП в 1,4-1,5 раза).

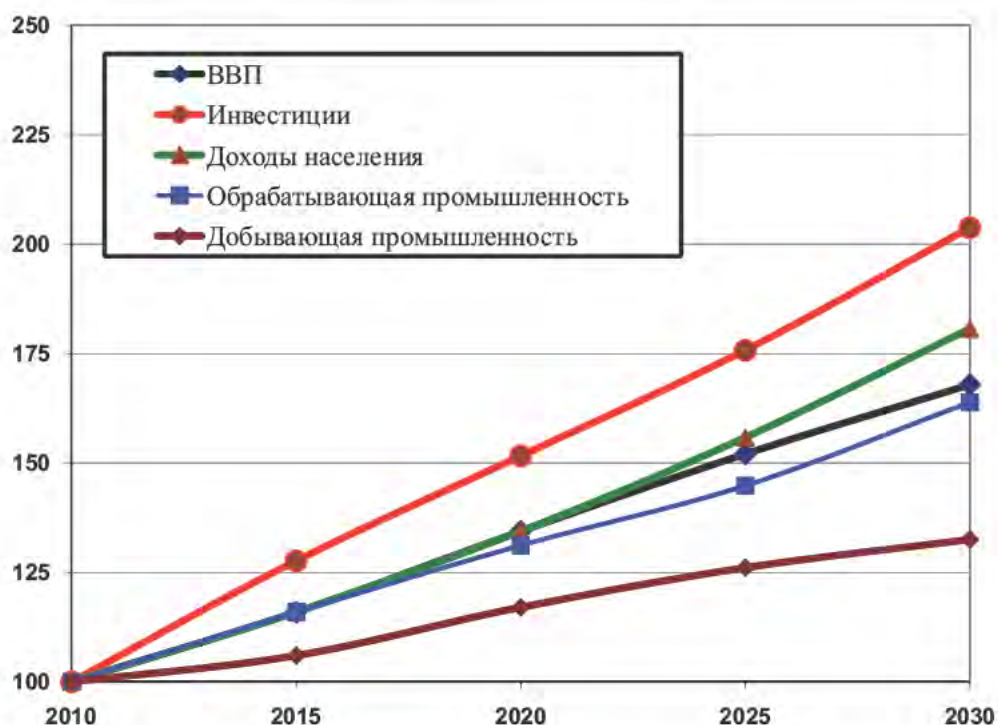
Институт энергетической стратегии рассматривает три сценария экономического развития России (табл. 5.1), которые корреспондируют со сценариями развития мировой энергетики (разделы 1.1 и 9.4).

Стагнационный сценарий предполагает консервацию сложившейся модели экономического и энергетического развития. С учетом ожидаемого замедления темпов роста внешнего спроса на энергоносители и другие сырьевые товары, тенденции к снижению цен на нефть, а также нарастания внутренних ограничений экономического роста темпы экономического роста в 2010-2030 гг. оказываются низкими. Среднегодовые темпы роста ВВП в 2010-е гг. составляют около 4 %, а в 2020-е гг. падают до 2 % по мере нарастания внутренних и внешних ограничений. В целом за 2010-2030 гг. темпы роста ВВП составят только 2,6 % (рис. 5.5), причем темпы роста инвестиций и доходов населения будут незначительно опережать рост ВВП (на 3,6 % и 3,0 % в год соответственно). Обрабатывающая промышленность будет незначительно отставать от темпов роста ВВП (около 2,5 % в год). В целом стагнационный сценарий означает нарастающее отставание России не только от развитых, но и лидирующих развивающихся стран, консервацию неэффективной социально-экономической структуры.

Таблица 5.1. Основные параметры сценариев развития экономики, 2010 г. = 100 %

Показатели	Сценарии	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
ВВП	Инновационный	127,6	170,8	218,0	265,2
	Инерционный	121,7	144,5	167,5	194,2
	Стагнационный	115,9	134,4	152,1	167,9
Инвестиции в основной капитал	Инновационный	153,9	226,1	332,2	444,5
	Инерционный	140,3	187,7	239,5	291,4
	Стагнационный	127,6	151,6	175,7	203,7
Обрабатывающая промышленность	Инновационный	127,6	162,9	207,9	278,2
	Инерционный	121,7	141,0	167,5	189,5
	Стагнационный	115,9	131,2	144,8	163,8
Добывающая промышленность	Инновационный	115,3	128,0	133,0	134,0
	Инерционный	110,4	125,0	138,0	142,0
	Стагнационный	106,0	117,0	126,1	132,5
Реальные доходы населения	Инновационный	127,6	162,9	207,9	265,3
	Инерционный	121,7	148,0	180,1	219,1
	Стагнационный	115,9	134,4	155,8	180,6

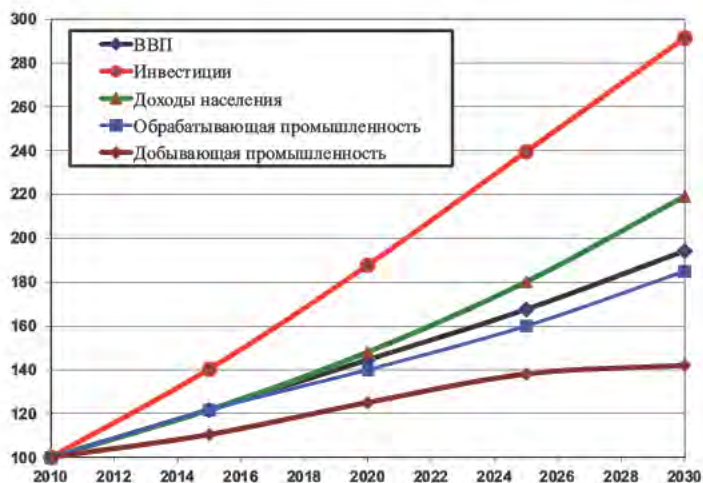
Источник: Институт энергетической стратегии.



Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 5.5. Стагнационный сценарий развития экономики России, 2010 г. = 100 %

Инерционный сценарий с точки зрения внутренних условий принципиально не отличается от стагнационного и сталкивается с теми же ограничениями. Однако в инерционном сценарии ожидается более высокий внешний спрос на энергоносители и другие виды сырьевых товаров (в связи с отличиями в динамике мирового развития), а также более высокие цены на них. Более благоприятные внешние условия определяют более высокие темпы роста российской экономики, но при этом сохраняется существующая сырьевая модель развития. Среднегодовые темпы роста ВВП в 2010-е гг. составляют около 4,5 %, а в 2020-е гг. падают до 2 % по мере нарастания внутренних и внешних ограничений. Таким образом, стимулирующий эффект от высоких экспортных доходов постепенно затухает. В целом за 2010-2030 гг. темпы роста ВВП составят только 3,4 % (рис. 5.6), причем темпы роста доходов населения будут незначительно опережать рост ВВП (4,0 %). Обрабатывающая промышленность будет незначительно отставать от темпов роста ВВП (около 3,1 % в год). В инерционном сценарии ожидаются максимальные темпы роста добывающей промышленности (1,8 % в год), хотя она все равно существенно отстает от динамики ВВП. Тем не менее необходимость реализации крупных экспортных проектов в добывающих отраслях, в первую очередь в отраслях топливно-энергетического комплекса, приводит к тому, что темпы роста инвестиций существенно опережают ВВП (5,0 % в год). Но эти инвестиции не обеспечивают изменения «качества» экономического роста. Инерционный сценарий, хотя и отличается от стагнационного несколько более высокими темпами, также означает нарастающее отставание России от ведущих стран мира. Темпы и качество экономического роста не позволяют решить стоящие перед страной задачи и создают неприемлемые риски для ее развития.



Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 5.6. Инерционный сценарий развития экономики России, 2010 г. = 100 %

Инновационный сценарий принципиально отличается от стагнационного и инерционного с точки зрения внутренних условий развития. Он предполагает проведение целого комплекса структурных реформ, существенное изменение институциональных условий и макроэкономических пропорций. В результате вне зависимости от внешних условий произойдут глубокие изменения в «качестве» российской экономики. Внешние условия могут только повлиять на темпы этого процесса, но не изменят направления.

В инновационном сценарии за счет выхода за пределы сырьевой модели развития среднегодовые темпы роста ВВП в 2010-2020-е гг. не испытывают тенденции к замедлению и составляют около 5,0 % в год. По мере исчерпания факторов роста, связанных с наращиванием сырьевого экспорта и потребительским рынком, на первый план выходят инвестиционные и инновационные факторы. В результате удастся обеспечить динамичную смену ведущих факторов экономического роста без его существенного замедления (рис. 5.7). Внутренней базой для перехода к инновационному развитию будет диверсификация промышленности, резкий рост ее технологического уровня, осуществленные на предыдущем этапе вложения в научные разработки. Кроме того, к этому периоду должен быть резко улучшен инвестиционный климат. Обрабатывающая промышленность будет несколько опережать темпы роста ВВП (около 5,4 % в год), произойдет «реиндустриализация» России на принципиально новой технологической основе. В инновационном сценарии ожидаются сравнительно низкие темпы роста добывающей промышленности (1,5 % в год), а как следствие – быстрое изменение структурных пропорций в пользу обрабатывающей промышленности, причем преимущественно за счет малоэнергоемких отраслей. Следует отметить, что рост добывающей промышленности будет несколько меньшим, чем в инерционном сценарии, но большим, чем в стагнационном сценарии. Структурный сдвиг должен осуществляться не за счет спада производства в добывающей промышленности (в частности, в ТЭК), а за счет использования его потенциала для ускорения роста других отраслей.

Неоиндустриализация России потребует высоких темпов роста инвестиций (7,7 % в год) как собственно в промышленность, так и в модернизацию энергетической и транспортной инфраструктуры (включая жилищное строительство, дороги, электроэнергетику, теплоснабжение). В результате темпы роста доходов населения (4,8 %) будут несколько ниже темпов прироста ВВП, но максимальными по сравнению с другими сценариями. Инновационный сценарий позволяет к 2030 г. обеспечить рост ВВП в 2,7 раза к уровню 2010 г., рост производительности труда почти в 3 раза и тем самым создать предпосылки для вхождения России в число развитых стран.

Следует подчеркнуть, что инновационный сценарий может быть реализован только при условии проведения целого комплекса структурных реформ, которые частично указаны в данном разделе. При сохранении текущей модели экономического, социального и политического развития неизбежна реализация инерционного или стагнационного сценария в зависимости от внешних усло-

вий (рост ВВП в 2030 г. к уровню 2010 г. в 1,94 и 1,68 раза соответственно). Различия между этими двумя сценариями по темпам роста ВВП (и другим показателям) существенно меньше, чем между каждым из них и инновационным сценарием (рост ВВП в 2,65 раза).



Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 5.7. Инновационный сценарий развития экономики России, 2010 г. = 100 %

Развитие экономики по инновационному сценарию характеризуется:

- развитием институтов, определяющих предпринимательскую и инвестиционную активность, а также конкурентоспособность компаний;
- диверсификацией экономики, ростом доли высокотехнологичного сектора и вклада инновационных факторов в прирост ВВП;
- реализацией сравнительных преимуществ российской экономики в энергетике, науке и образовании, высоких технологиях и других сферах;
- быстрым развитием обрабатывающей промышленности (реиндустриализация), которое становится базой инновационного развития;
- интенсивным инновационным обновлением обрабатывающих производств, ростом доли промышленных предприятий, осуществляющих технологические инновации, до 45-50 %, а доли инновационной продукции – до 30-35 %;
- повышением производительности труда в 3 раза и снижением энергоёмкости более чем в 2 раза к уровню 2010 г.;
- созданием эффективной национальной инновационной системы, активизацией фундаментальных и прикладных исследований и разработок, увеличением затрат на исследования и разработки до 3,5-4 % ВВП;

- быстрым развитием транспортной и энергетической инфраструктуры;
- повышением качества человеческого капитала и формированием среднего класса, ростом расходов на образование до 5-6 % ВВП, на здравоохранение – до 6-7 %.

Опыт многих стран мира показывает, что переход из режима догоняющего развития (модернизации) в режим инновационного развития содержит в себе высокие риски и весьма сложен. Поэтому уже на этапе 2010-2020 гг. должна быть создана база для перехода на инновационный тип развития. Для этого необходимо добиться расширения позиций российских компаний на мировых рынках высокотехнологичных товаров и услуг, роста эффективности сектора научных исследований и разработок. Расходы на НИОКР за счет всех источников финансирования должны быть увеличены до 2,2 % ВВП в 2015 г. и 3,0 % ВВП в 2020 г., на образование – до 6,4 % ВВП в 2015 г. и 7 % в 2020 г. (в т.ч. государственные расходы достигают 5,5 % ВВП). Но на этом этапе главную роль в экономическом развитии играют не собственные инновации, для которых еще не создана почва, а массированный импорт новейших видов оборудования, технологий и производственных практик. Путем массового импорта оборудования и технологий должны быть созданы условия для технологического обновления российских предприятий. Только на третьем этапе созданный научно-технический потенциал может быть использован.

Для успешного перехода к инновационному развитию будет необходима своевременная **корректировка государственной политики**. Она должна происходить **по следующим направлениям:**

1. По мере завершения реализации крупномасштабных инфраструктурных проектов в энергетике и на транспорте необходимо постепенное снижение прямого присутствия государства в экономике.

2. По мере реализации промышленной модернизации (неоиндустриализации) должна снижаться значимость прямой государственной поддержки промышленности с переходом к косвенным методам управления. При этом, по-видимому, после 2020 г. должна также измениться макроэкономическая политика, поскольку пик инвестиционной нагрузки на экономику будет пройден.

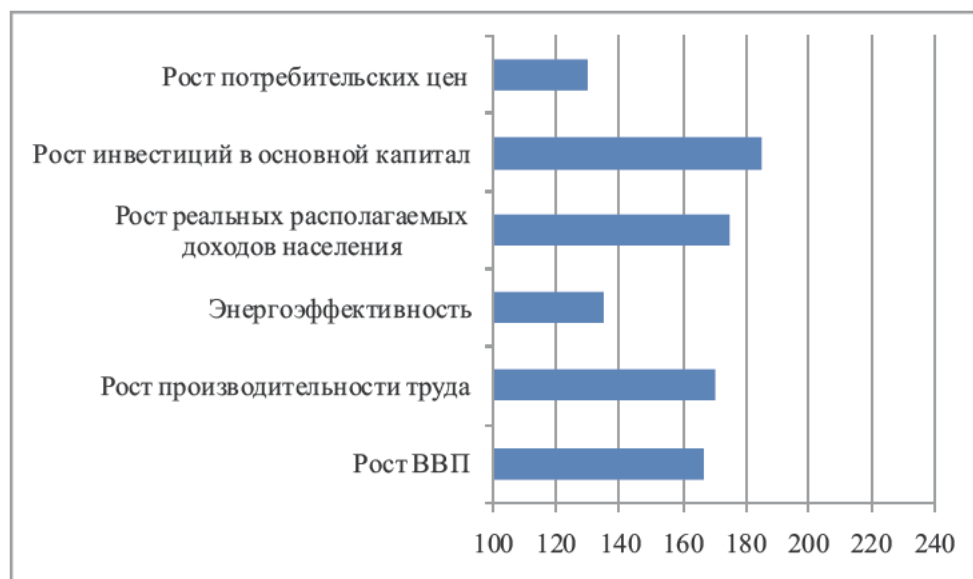
3. По мере развития потенциала в сферах высоких технологий и экономики знаний должны расти государственные и особенно частные вложения в образование, здравоохранение, науку и другие постиндустриальные виды деятельности. Развитие человеческого капитала, при повышении расходов на образование и здравоохранение до уровня развитых стран, будет играть все большую роль.

4. По мере усиления позиций российской науки по приоритетным направлениям исследований центр тяжести технологического развития необходимо будет смещать с заимствования технологий к внедрению собственных разработок. Структурный маневр в пользу инновационных секторов экономики будет обеспечиваться ростом инновационной активности и поддерживаться повышением расходов на НИОКР.

5. По мере формирования работоспособных экономических объединений на евразийском экономическом пространстве с участием и при лидирующей роли России и по мере роста конкурентоспособности российской экономики продолжится интеграция России в международное разделение труда. Именно на этом этапе целесообразна либерализация внешней торговли, тогда как ранее необходимо проведение грамотной протекционистской политики.

6. По мере улучшения делового и инвестиционного климата, достижений в борьбе с коррупцией необходимо будет внедрение новых форм государственного управления, адаптированных к усилению роли глобальных корпораций и регионов.

В случае успешной адаптации экономики и государственной политики к новым условиям возможен переход к эффективной модели устойчивого экономического роста. В этих условиях прирост ВВП в 2021-2030 гг. составит 60-75 %, а снижение энергоёмкости – 24-29 % (рис. 5.8). Ежегодные темпы прироста экономики будут колебаться на уровне 4,5-6 % при одновременном снижении энергоёмкости на 4 % в год и увеличении производительности труда с темпом 7 % в год.



Источник: Минэкономразвития России.

Рис. 5.8. Целевые макроэкономические индикаторы третьего этапа (2030 г. к 2020 г., %)

Снижение доли ТЭК в экономике будет интегральной частью структурных сдвигов в промышленности. В структуре промышленного производства предусматривается опережающий рост обрабатывающих несырьевых производств и

производств сектора услуг с темпом до 10 % в год при темпах развития энергоемких сырьевых отраслей 1,5 % в год. Доля относительно энергоемких отраслей (отраслей, производящих сырье, преобразованные энергоносители и материалы) в перспективе снижается до 51 % к 2015 году, до 49 % к 2020 г. (47 % - 2030 г.). Доля низкоэнергоемких отраслей (машиностроения, легкой, пищевой промышленности и др.) возрастет с 33,1 % в 2005 г. до 41,6 % в 2015 г., 44,9 % в 2020 г. (50 % - 2030 г.).

Только инновационный сценарий обеспечит выход России на целевые показатели Концепции долгосрочного развития и реализацию ее основных положений.

В этом сценарии темпы, предусмотренные КДР, будут достигнуты к 2013 - 2015 гг., а уровень социально-экономического развития – к 2020-2022 годам.

На этих двух гипотезах построено также прогнозное поле ЭС-2030, поэтому инновационный сценарий обеспечивает также достижение и ее основных целей и задач.

5.4. Энергетика: задачи развития

В рамках стратегии модернизации российской экономики необходима определенная смена акцентов в рамках ЭС-2030.

Поставленные в ней задачи сохраняют актуальность, но большее внимание должно уделяться сформировавшимся в последнее время рискам на внешних рынках и особенно необходимым структурным реформам в российской энергетике, проблемам эффективности энергетических компаний и энергетических рынков.

Развитие энергетики во всех странах мира в значительной степени направляется и регулируется государством. Но если в развитых странах речь идет преимущественно о косвенном управлении через законодательные акты и регулирование, то в России государство является собственником ключевых энергетических активов. Под государственным управлением в настоящее время находится практически вся газовая отрасль (ОАО «Газпром»), до 40 % нефтяной отрасли (ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром нефть»), до 50 % электроэнергетики (генерирующие и сетевые активы). Таким образом, в России государство является решающим субъектом энергетического развития, поэтому ответственность за неадекватное развитие энергетики лежит в первую очередь на нем.

Главная угроза для экономики – постоянный рост издержек в промышленной энергетике России. Этот процесс обусловлен целым комплексом фак-

торов. С одной стороны, значительную роль играет низкая эффективность многих компаний и отраслей энергетики, в частности (но не только) государственных. С другой стороны, рост обусловлен в значительной степени объективными факторами – высокой энергоемкостью экономики, изношенностью инфраструктуры (повышает потери и затраты и требует инвестиций), необходимостью освоения новых месторождений и пр. Если говорить о текущих издержках, то в настоящее время цены на конечные энергетические товары и услуги в России приближаются к мировым. Если иметь в виду инвестиционные затраты, то многие ключевые проекты и программы развития энергетики отличаются высоким уровнем затрат. Это строительство магистральных нефте- и газопроводов, программы газификации, строительство генерирующих мощностей в электроэнергетике, программы освоения новых месторождений (Ямал, шельф, Арктика, Восточная Сибирь и Дальний Восток). Каждый из упомянутых проектов и программ – это десятки и сотни миллиардов долларов на период осуществления, их общая нагрузка – многие десятки миллиардов долларов в год. В результате экономика сталкивается, с одной стороны, с высокими и постоянно растущими затратами на энергообеспечение, а с другой стороны – с необходимостью отвлечения огромных средств на инфраструктурные вложения с низкой оборачиваемостью и медленной окупаемостью. В таких условиях **экономика рискует надорваться под тяжестью растущих издержек индустриальной энергетики**. Вместе с тем государственные инвестиции в инфраструктурные проекты формируют условия для развития частного бизнеса в новых регионах освоения, обеспечивают спрос на инвестиционные товары и услуги, создают новые рабочие места.

Учитывая вышеизложенное, **энергетическая политика государства должна стремиться к поиску постоянного баланса между долгосрочными государственными интересами, требующими комплексного системного подхода и государственных инвестиций в энергетическую инфраструктуру, и предельным уровнем инвестиционной нагрузки на экономику и бюджет страны**.

Необходимость коренной модернизации российской энергетики также диктуется стоящими перед ней внутренними и внешними вызовами.

Главный внутренний вызов заключается в необходимости обеспечить эффективное и надежное удовлетворение внутреннего спроса, не сдерживая экономическое развитие запредельными операционными и инвестиционными затратами. Гарантированное удовлетворение внутреннего спроса на энергоресурсы, в соответствии с целями ЭС-2030 должно быть обеспечено с учетом следующих требований (рис. 5.9):

- снижения доли топливно-энергетического комплекса в ВВП в 1,7 раза к 2030 г.;
- рациональное снижение доли топливно-энергетического комплекса в общем объеме инвестиций в экономику страны (не менее чем в 2 раза к тому же периоду);

- увеличение абсолютных объемов инвестиций в энергетику, необходимых для его развития и ускоренной модернизации (при этом доля капиталовложений в ТЭК в ВВП должна снизиться не менее чем в 1,4 раза);
- повышение энергоэффективности и снижения энергоемкости экономики до уровня стран с аналогичными природно-климатическими условиями (Канада, страны Скандинавии) – не менее чем в 2 раза;
- трансформация структуры экономики страны в пользу неэнергоемких отраслей, переход страны от экспортно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию с качественным обновлением энергетики (топливной и нетопливной) и смежных отраслей;
- рациональное снижение доли топливно-энергетических ресурсов в структуре российского экспорта (в 2 раза) и в ВВП (не менее чем в 3 раза);
- переход от продажи первичных сырьевых и энергетических ресурсов за рубеж к продаже продукции их глубокой переработки, а также развитие продажи нефтепродуктов, выпускаемых на зарубежных нефтеперерабатывающих заводах, принадлежащих российским нефтяным компаниям.



Рис. 5.9. Внутренние и внешние вызовы для российской энергетики

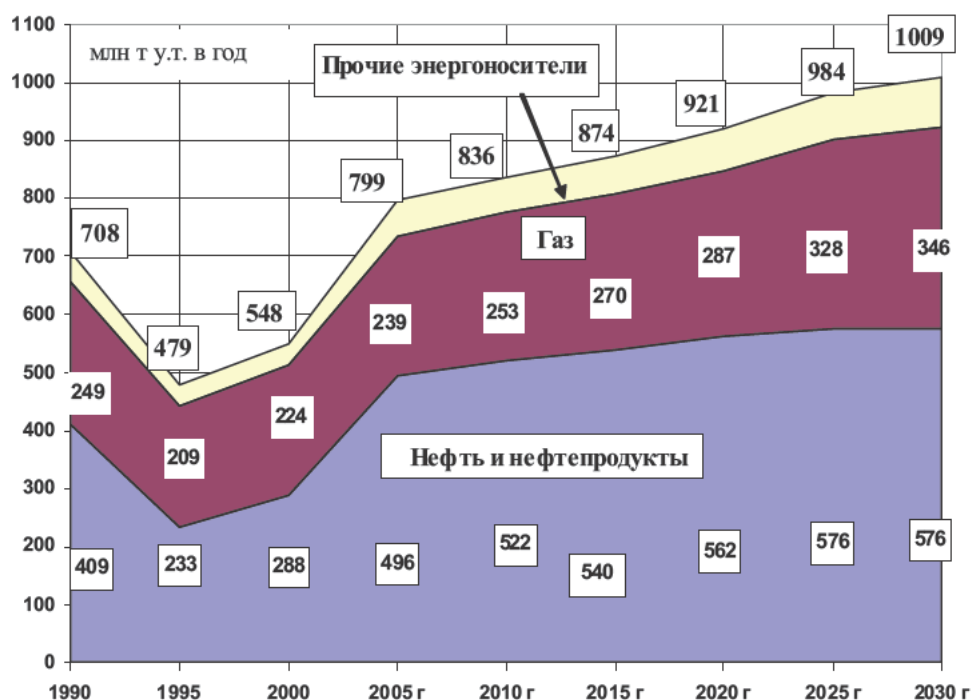
Главный внешний вызов заключается в необходимости преодоления угроз, связанных с неустойчивостью мировых энергетических рынков и волатильностью мировых цен на энергоресурсы. Это означает, что ответ на указанный вызов должен быть обеспечен с учетом выполнения следующих требований ЭС-2030:

- достижение устойчивых результатов внешнеэкономической деятельности в сфере топливно-энергетического комплекса в условиях усиления глобальной конкуренции за ресурсы и рынки сбыта;
- минимизация негативного влияния будущих глобальных экономических кризисов и его использование для коренного обновления и диверсификации структуры экономики в пользу менее энергоемких отраслей, стимулирования модернизации российского энергетического сектора и перехода на новый технологический уклад;
- увеличение стратегического присутствия России на рынках высокотехнологичной продукции и интеллектуальных услуг в сфере энергетики, в том числе за счет разворачивания глобально ориентированных специализированных производств;
- географическая и продуктовая диверсификация российского энергетического экспорта в условиях стабильных и расширяющихся поставок энергоресурсов крупнейшим мировым потребителям;
- развитие крупных узлов международной энергетической инфраструктуры на территории России, осуществляемое с использованием новых энергетических технологий.

Российский ТЭК должен стать лидером модернизации российской экономики за счет имеющегося в ТЭК энергетического, финансового, кадрового и научного потенциала. Несмотря на снижение доли в макроэкономических показателях, российский энергетический сектор сохранит свое определяющее значение при решении важных стратегических задач развития страны. В первую очередь это касается строительства новой энергетической инфраструктуры, которая позволит преодолеть инфраструктурную разобщенность ряда регионов Российской Федерации и сформировать новые территориально-производственные кластеры. В течение 2010-х гг. доля ТЭК еще будет доминирующей даже в сценарии модернизации российской экономики, а в 2020-е гг. она останется значимой. **Роль ТЭК в модернизации российской экономики состоит, во-первых, в финансировании модернизации, во-вторых – в стимулировании модернизации российской промышленности заказами ТЭК, в-третьих – в повышении энергоэффективности экономики.**

Доля нефтегазового сектора в ВВП, согласно Концепции долгосрочного развития Российской Федерации, должна снизиться с 19,5 % в 2010 г. до 11,1 % уже в 2020 году. Несмотря на такое снижение, доля ТЭК в формировании ВВП, бюджетных и валютных доходов государства в период до 2030 г. будет оставаться масштабной. Так, доля экспорта энергоносителей в 2020 г. составит 19-20 % ВВП (в 2030 г. – 14-15 %). При этом доля капитальных вложений в ТЭК в ВВП должна снизиться до 4,5–5 % в 2020 г. (2,8–3 % в 2030 г.).

Причем важно подчеркнуть, что доля ТЭК будет снижаться не за счет спада в его развитии, а за счет опережающего роста других отраслей экономики. ТЭК долгое время будет оставаться опорой российской экономики, поэтому в ходе модернизации налоговая, ценовая и инвестиционная нагрузка на него должна быть разумной, чтобы не подорвать его развитие и не «зарезать курицу, несущую золотые яйца». Так, объем физического экспорта энергоносителей в перспективе продолжит расти, но темп роста будет замедляться (рис. 5.10).



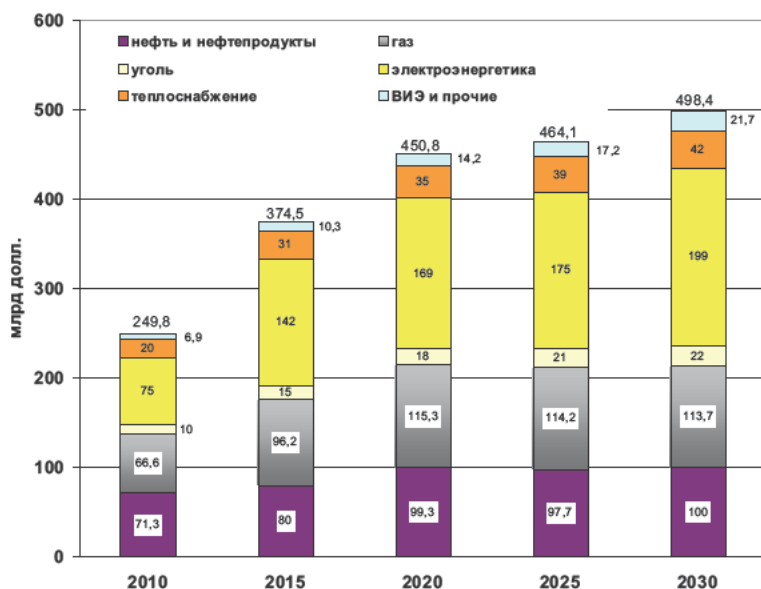
Источник: Росстат, оценка Института энергетической стратегии.

Рис. 5.10. Динамика экспорта энергоносителей из России в 2010-2030 гг.

ТЭК должен стать не только финансовым донором модернизации, но и ее инвестиционным локомотивом, стимулируя развитие промышленности заказами на технологии, оборудование и услуги. Являясь крупнейшим заказчиком для многих смежных отраслей промышленности (машиностроение, металлургия, химия и др.) и экономики (строительство, транспорт), российский энергетический сектор внесет весомый вклад в инвестиционное обеспечение инновационного развития отечественной экономики.

Топливно-энергетический комплекс должен сыграть важную роль в модернизации российской промышленности не только путем финансирования этого

перехода (через государственный бюджет), но и путем формирования портфеля заказов для российской промышленности. Этому будут способствовать огромные инвестиции в развитие энергетики России, которые создадут крупнейший рынок объемом до 100 млрд долл. в год (рис. 5.11). Прогнозируемый рост в ТЭК открывает широкие перспективы для развития производства в России современного оборудования и материалов, создает предпосылки для ускоренного развития соответствующих отраслей российской промышленности – машиностроительного комплекса, металлургической и химической отраслей, строительного комплекса. Это направление является важным для реализации экономической политики государства по опережающему развитию производства продукции более высоких стадий обработки. Потребность в оборудовании для ТЭК может возрасти с 240 млрд руб. в настоящее время до 350-500 млрд руб. в 2020 г. (в сопоставимых ценах).



Примечание. В ценах 2010 г.

Источник: ЭС-2030, оценка Института энергетической стратегии.

Рис. 5.11. Инвестиции в ТЭК в 2010-2030 гг.

Важнейшим фактором роста спроса на отечественное оборудование и материалы для нужд ТЭК становится повышение их конкурентоспособности. Оно обеспечивается повышением качества и снижением стоимости продукции, расширением ассортимента, а также совершенствованием взаимоотношений ТЭК с промышленностью. Последнее направление должно включать поставки маши-

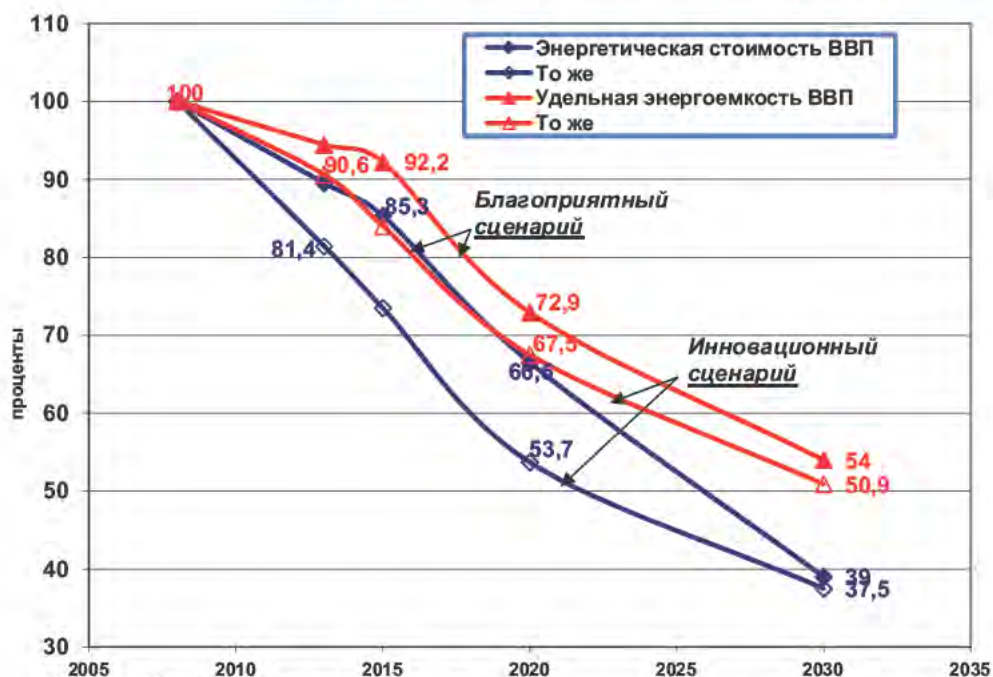
ностроительных изделий в высокой степени комплектности и заводской готовности для сокращения объемов строительно-монтажных работ, организацию сервисного обслуживания оборудования его производителями, создание и развитие современной информационной среды взаимодействия между предприятиями ТЭК и промышленности (специализированных баз данных, информационно-аналитических и справочных систем, электронных торговых площадок).

Потребности ТЭК к 2020 г. в основном должны удовлетворяться за счет российского оборудования. Доля импортных машин в объеме закупаемого оборудования составит к 2020 г. не более 10 %. Вместе с тем на этапе активной модернизации ТЭК в 2010-е гг. неизбежен значительный рост импорта оборудования, поскольку многие его виды не производятся в России. Этот процесс должен сопровождаться усилиями по локализации производства, чтобы кроме модернизации ТЭК развивалась и собственно российская промышленность.

Ключевым аспектом модернизации является снижение энергоемкости, понимаемое как снижение затрат энергии на производство единицы ВВП. Эта проблема выходит за рамки собственно энергетики, хотя в самом топливно-энергетическом комплексе сосредоточен значительный потенциал повышения энергосбережения. В более широком плане ТЭК должен способствовать повышению энергоэффективности, обеспечивая поставки качественных продуктов и услуг с высокой надежностью и эффективностью.

В перспективе до 2030 г. энергоемкость продолжит тенденцию к снижению (рис. 5.12). Согласно прогнозам Энергетической стратегии, энергоемкость ВВП к 2030 г. снизится на 60-62,5 %, а электроемкость – на 45-50 %. Согласно ЭС-2030, ожидается мощный рост ВВП (в 3,0-3,7 раза по отношению к уровню 2005 г.). При этом прогнозируется, что потребление первичных ТЭР будет расти и по сравнению с уровнем 2005 г. возрастет на 69 %, а потребление электроэнергии – на 250 %. По-видимому, такие оценки являются нереалистичными. Они резко завышают возможные темпы роста российской экономики и занижают потенциал снижения энергоемкости. В 2000-е гг. эластичность прироста электроэнергии по приросту ВВП составила в среднем 0,3, а эластичность потребления ТЭР – около 0,1. При этом темпы роста ВВП в период экономического роста 2000-2008 гг. составили в среднем 6,9 %. С учетом неизбежных циклических кризисов средние темпы роста российской экономики, по-видимому, не превысят 5 %. При этом и такой средний долгосрочный уровень достигим только в сценарии модернизации, особенно с учетом нарастающих макроэкономических и структурных ограничений.

Альтернативные оценки снижения энергоемкости российской экономики представлены Всемирным банком (рис. 5.13). Они исходят из гораздо более скромных оценок темпов роста ВВП и предполагают снижение энергоемкости не более чем на 30 %.



Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 5.12. Динамика удельной энергоемкости и энергоёмкости ВВП России в период до 2030 г., в соответствии с различными сценариями



Источник: World Bank, WEO 2010, расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 5.13. Прогноз энергоемкости экономики России до 2030 г., т.у. т./млн долл. ВВП

К 2030 г. энергоемкость может достичь значения 194 т у. т. /млн долл., однако темпы ее снижения будут небольшими. Это объясняется, во-первых, ожидающимися сравнительно низкими темпами роста национальной экономики (по сравнению с докризисным периодом). За период с 2010 г. по 2015 г. темпы роста российской экономики ожидаются на уровне 2,9 % (2010 г. – 4 %), а с 2020 г. по 2030 г. – 3,1 %. Во-вторых, темпы роста потребления первичных энергоресурсов по прогнозу WEO 2010 будут достаточно высокими. К 2030 г. потребление увеличится на 23 % (по сравнению с 2009 г.) – до 781 млн т. н. э.

Снижение энергоемкости российской экономики является составной частью и обязательным условием структурных сдвигов и промышленной модернизации. При этом необходимо обеспечить снижение энергоемкости самого ТЭК, которая в настоящее время является весьма высокой. Для этого необходима массовая замена энергопотребляющего оборудования у потребителей, в первую очередь в электроэнергетике и теплоснабжении.

Энергетика России в 2000-е гг. развивалась и развивается по неоптимальному пути.

Полученные в «тучные годы» финансовые ресурсы были частично использованы на накопление государственных резервов, частично – направлены на текущее потребление, а частично (особенно с 2005 г.) – вложены в капиталоемкие инфраструктурные проекты сомнительной экономической эффективности. Государственная энергетическая политика не соответствует современным задачам модернизации экономики и энергетики России.

Модернизация энергетики должна стать органической частью модернизации российской экономики. Этого требуют как внутренние вызовы развития энергетики, так и положение на мировых энергетических рынках.

Главная задача – не допустить неуправляемого роста энергетических издержек в национальной экономике и не создавать препятствий для экономической модернизации.

Для этого необходимо как технологическое обновление энергетики, так и структурные экономические реформы.

В этой связи ТЭК, очевидно, должен играть более активную роль в жизни страны, выступая не только и не столько ее финансовым донором, но и будучи одним из ключевых генераторов модернизации российской экономики через развитие науки и технологий, а также размещение заказов на инновационную продукцию на российских промышленных предприятиях.

РЕЗЮМЕ к разделу 5

В перспективе развитие российской экономики по экспортно-сырьевой модели будет сопряжено с нарастающими внешними (по уровню спроса и уровню цен) и внутренними (по уровню издержек и способности использовать доходы от экспорта) ограничениями. Завершение индустриализации развивающихся стран приведет к постепенному выходу потребления энергоносителей на плато, а также к снижению цен. И хотя это вопрос далеко не завтрашнего дня, к нему необходимо готовиться заранее. В данной связи остро стоит задачи перестройки российской экономики в направлении ее диверсификации. Только при условии модернизации экономики и перехода на инновационный путь развития возможно участие России в формирующемся многополярном мире в качестве одного из полюсов, а не в качестве сырьевого придатка Европы и (или) Китая.

Перспективы модернизации связаны одновременно с неоиндустриализацией и инновационным развитием, причем в 2010-2020 гг. будет доминировать первый элемент, а в 2020-2030 гг. – второй. Для модернизации необходимо значительное изменение макроэкономической, промышленной и институциональной политики государства.

Иными словами, топливно-энергетический комплекс сохранит значительное место в национальной экономике, но доходы от его деятельности будут использоваться не столько для текущего потребления, сколько для финансирования модернизации и инновационного развития. При этом создаваемый промышленный и инновационный потенциал, в свою очередь, активно используется в энергетике, повышая эффективность ее работы.

РАЗДЕЛ 6. ТОПЛИВНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ: ДЛЯ ВНУТРЕННЕГО РЫНКА ИЛИ НА ЭКСПОРТ?

Топливная промышленность является и длительное время будет оставаться фундаментальной основной энергетической безопасности России. На нефть, природный газ и уголь приходится более 90 % производства первичных энергетических ресурсов, почти 90 % их потребления, практически весь экспорт ТЭР. На производство, переработку и транспортировку этих энергоресурсов приходится более 20 % ВВП, они составляют две трети стоимости экспорта. В этой связи анализ проблем и перспектив развития российской топливной промышленности имеет важнейшее значение для решения задач инновационного развития и модернизации экономики и ТЭК России⁸³.

6.1. Развитие нефтяного сектора в 1990-2010-2030 гг.: есть ли жизнь после нефти?

Нефть – важнейший стратегический энергоноситель. Доля нефти в добыче первичных ТЭР в стране достигает 40 %, в экспорте ТЭК с учетом нефтепродуктов – 65 %, во внутреннем потреблении – 20 %. Доля нефти и нефтепродуктов в общем экспорте – 45 %, доля нефтяного комплекса в доходах бюджета – 35 %.

Таким образом, российская экономика действительно сидит на «нефтяной игле» и жестко зависит от мировых цен на нефть и объемов экспорта черного золота.

В предыдущих разделах было показано, что нефтяная зависимость России пагубно сказывается на перспективах развития экономики страны и негативно влияет на социально-экономическую стабильность в стране, которая во все большей степени определяется конъюнктурой мировых цен на нефть.

⁸³ В Разделах 6 и 7 представлена динамика развития топливно-энергетического комплекса России в 1990-2030 годы. Ретроспективный анализ включает как период трансформационного спада в экономике и ТЭК (до 1998 г.), так и период последовавшей затем волны экономического роста 1999-2008 годов.

Рассмотрены общие показатели производства и потребления ТЭР, развитие нефтяной, газовой, угольной промышленности, электроэнергетики, ядерного энергетического комплекса, тепло-снабжения и возобновляемой энергетики.

Прогноз развития отраслей ТЭК России опирается на целевые показатели Энергетической стратегии России на период до 2030 года. На 2015 г. указаны целевые показатели первого этапа реализации Энергетической стратегии России, на 2025 г. – второго этапа, на 2030 г. – третьего этапа. Целевые показатели являются не более чем ориентирами развития ТЭК и не могут рассматриваться ни как директивное требование, ни как точный прогноз. Прогноз развития ТЭК других стран и регионов мира опирается преимущественно на данные Международного энергетического агентства (МЭА), ВР и собственные оценки Института энергетической стратегии, полученные с помощью модели ИСЭМ СО РАН.

Однако назревшая необходимость диверсификации экономики и ТЭК с целью ухода от чрезмерной зависимости России от углеводородов не означает, что мы не должны развивать нефтяной комплекс и адаптировать его организационную и технологическую структуры веяниям времени.

Более того, сам нефтяной комплекс может стать флагманом ресурсно-инновационного развития российской экономики и соответствующего перехода на новую траекторию экономического роста через решение задачи собственной модернизации и инновационного обновления.

В этой связи крайне важно выявить болевые точки развития комплекса, определить ключевые ориентиры в его развитии и сформулировать целевое видение нефтяной промышленности будущего, которая будет не столько ресурсным донором российской экономики, но генератором инноваций и двигателем модернизации ТЭК и экономики России в целом.

6.1.1. Организационная структура нефтяного сектора: от демонополизации к консолидации

Формирование вертикально интегрированных нефтяных компаний, ставшее в отрасли главным итогом реформ 1990-х гг., сопровождалось большими издержками, но позволило вывести отрасль в 2000-е гг. на траекторию устойчивого роста. В перспективе организационная структура отрасли вряд ли претерпит существенные изменения, хотя она и обладает рядом недостатков.

Организационная структура нефтедобычи

Общее число нефтяных компаний, добывающих нефть на территории России, за период с 1995 г. выросло в 2,5 раза (с 63 до 165). Увеличение численности компаний наблюдалось с 1995 по 2001 гг. (в 2001 г. действовало 175 компаний). После чего, в 2002-2009 гг., их число стабилизировалось на уровне 160.

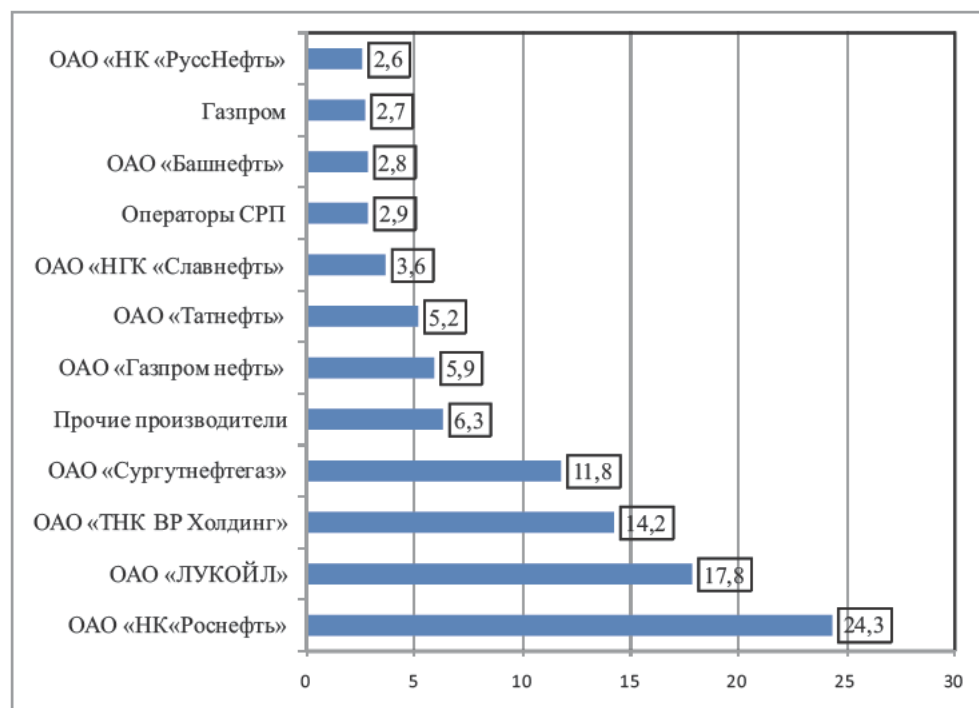
Число вертикально интегрированных нефтяных компаний за рассматриваемый период снижалось на протяжении всего периода и сократилось в итоге почти вдвое: с 14 до 8.

Число малых и средних компаний росло вплоть до 2001 г., увеличившись с 49 до 169. После чего в 2002-2009 гг., их количество стабилизировалось в пределах 149-161.

Кроме вышеупомянутых компаний в организационную структуру отрасли с 1999 г. входят компании-операторы СРП, количество которых достигло 3 в 2005-2009 годах.

По состоянию на 2010 г. ключевое значение для экономики России и развития отрасли имели девять вертикально интегрированных нефтяных (нефтегазовых) компаний (рис. 6.1). Все они формально являются публичными (акции доступны на открытом рынке), но контрольные пакеты акций сосредоточены

у небольшого числа акционеров – государства либо частных лиц. При этом в силу неразвитости российского корпоративного управления ряд компаний применяют сложные схемы, когда акции принадлежат дочерним структурам компании, а фактический контроль находится в руках менеджмента. Поэтому полноценной публичной компанией ни одна из компаний считаться не может⁸⁴.



Источник: ГП «ЦДУ ТЭК», Росстат.

Рис. 6.1. Структура добычи нефти по компаниям в 2010 г., %

В последние годы в связи с усилением позиций «Роснефти» и «Газпрома» доля государственных компаний в добыче увеличилась примерно до 39-40 %. На долю частных российских ВИНК, контролируемых небольшой группой инсайдеров, приходилось около 36 % от всей добычи нефти в России; на долю ТНК-ВР, фактически контролируемой транснациональным холдингом «ВР» – около 16 %. Остальная часть нефти (около 6 %) приходилась на малые компании (информация о структуре собственности большинства из них в открытых источниках не представлена) и операторов СРП (около 3 %).

Оценивая структуру собственности компаний нефтяного сектора, следует отметить, что точные данные о структуре собственности ряда компаний отсутствуют. В средствах массовой информации представлен лишь ряд мнений

⁸⁴ Историю формирования нефтяных компаний см. в подразделах 3.3.4 и 3.4.7.

экспертов о доминирующей группе владельцев в каждой из крупных нефтегазовых компаний. Основная особенность структуры собственности частных российских нефтяных компаний – непубличный ее характер. Это означает, что блокирующие (свыше 25 % голосующих акций) или контрольные пакеты находятся в собственности (или под контролем) небольших групп физических лиц. В результате доля акций российских нефтегазовых компаний в свободном обращении не превышает 50 %. Это в два раза выше, чем в среднем по российским компаниям, но значительно ниже, чем у крупнейших публичных нефтегазовых компаний мира. Такое положение дел является прямым следствием действия мягких институциональных условий и неразрешимости в этой ситуации т.н. дилеммы инсайдера. Малая доля акций в свободном обращении приводит к недооценке акций рынком и снижению инвестиционной привлекательности, т.к. с точки зрения потенциального инвестора у компании с невысоким уровнем free-float больше возможностей для искусственного завышения цены акций.

Доминирующие группы инсайдеров в большинстве частных нефтегазовых компаний ориентировались не на развитие производственного потенциала компаний, а на финансовые показатели и рост капитализации, что, с одной стороны, способствовало максимизации их личного дохода, а с другой – противоречило интересам общества в сфере использования минерально-сырьевых ресурсов и формирования конкурентоспособного нефтегазового сектора. Именно в силу отмеченных выше причин созданные в процессе трансформации вертикально интегрированные компании в значительной степени сохраняли (и продолжают сохранять) особенности функционирования, присущие прежней экономической системе.

Компании контролируют определенные группы физических лиц, не подотчетные общественным институтам и извлекающие определенные выгоды из своего положения на рынке или в системе государственного регулирования экономическими процессами. В случае компаний с государственным участием это, прежде всего, преференциальный доступ к недрам и экспортным направлениям, в случае крупных частных компаний – реализация своего доминирующего положения на региональном уровне (в России в настоящее время, как правило, одна крупная компания доминирует на значительной территории и определяет динамику нефтяного сектора в ее границах). Однако выход частных компаний за границы "традиционных" территорий практически невозможен – в силу того, что все лучшие месторождения распределяются в пользу компаний с государственным участием.

На долю 170 малых и средних нефтяных компаний приходится только 10 % добычи нефти, в то время как в США – до 40-50 %. Такие компании могут эффективно разрабатывать мелкие и средние месторождения и структуры с трудноизвлекаемыми запасами, которые неинтересны крупным компаниям. В связи с ростом доли таких месторождений и трудностями наращивания добычи стимулирование создания и развития малых нефтяных компаний должно стать важной задачей государственной политики.

В российском нефтяном комплексе также присутствуют иностранные корпорации (англо-голландская Royal Dutch/Shell, американская ExxonMobil, французская Total, норвежская Statoil, индийская ONGC, японские компании Mitsui, Mitsubishi и Sodeco), работающие на российском рынке в составе со-

вместных предприятий (СП) или консорциумов с российскими партнерами, в том числе в рамках соглашений о разделе продукции (СРП). Кроме того, британской компании ВР принадлежит 50 % ОАО «ТНК-ВР Холдинг» – это крупнейший иностранный актив в российском нефтяном секторе.

В последние годы наметилась тенденция к снижению роли иностранного капитала в деятельности нефтяного комплекса России и его преимущественной локализации в рамках разработки шельфовых месторождений и других наукоемких и технологически не освоенных Россией видов деятельности.

В 2011 г. была анонсирована сделка по обмену акциями между британской компанией ВР и Роснефтью, которая, теоретически, могла привести к объединению ТНК-ВР и Роснефти в единую компанию. Однако разнонаправленные интересы основных собственников ТНК-ВР затормозили этот проект, и сегодня Роснефть ищет других партнеров для совместного освоения арктического шельфа.

Организационная структура нефтепереработки

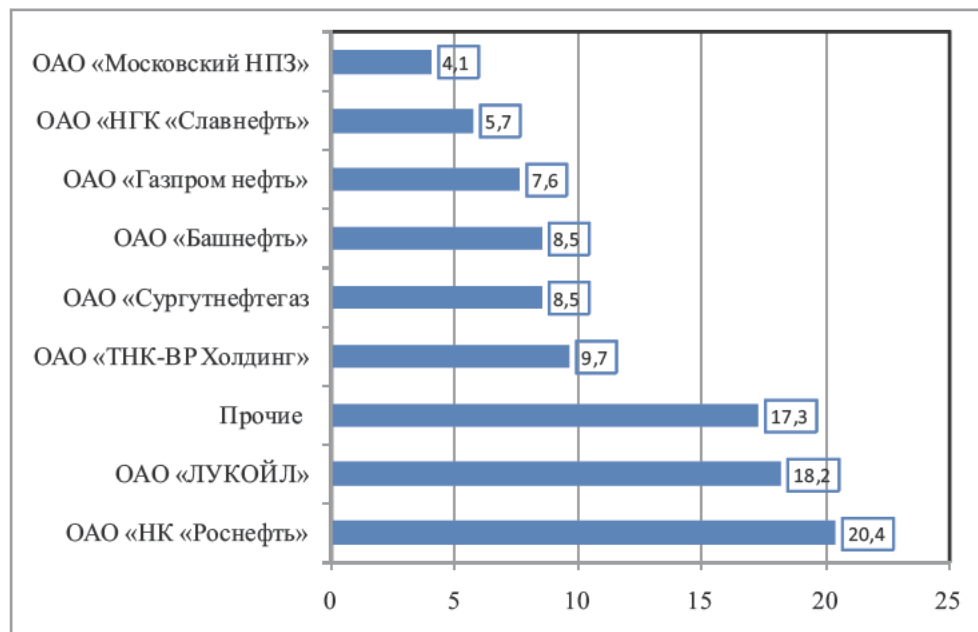
Решающую роль в российской нефтепереработке, также как и в нефтедобыче, играют ВИНК. Они контролируют 20 крупных НПЗ и ГПЗ суммарной мощностью 194,6 млн т в год, или 71,2 % переработки; 7 крупных НПЗ не входят в структуру ВИНК или контролируются двумя и более акционерами и могут считаться независимыми. Их суммарная мощность по переработке сырья составляет 67,1 млн т в год, а доля в общем объеме переработки – 24,6 %. 84 малых и мини-НПЗ имеют суммарную годовую мощность переработки 11,6 млн т нефти. На их долю в первичной переработке приходится порядка 4,2 %.

Изменения в структуре нефтеперерабатывающей промышленности России до 2000 г. были обусловлены ходом демонополизации и приватизации, а после 2000 г. – корпоративными событиями. С апреля 2009 г. ОАО «Башнефтехим» (3 уфимских НПЗ), наряду с ОАО «АНК «Башнефть» вошли в структуры АФК «Система», причем функции управления НПЗ переданы ОАО «АНК «Башнефть».

Для российской нефтепереработки характерна олигополистическая структура: доля первой пятерки компаний составляет 67 %, а доля десятки – 90 % (рис. 6.2). При этом среди десяти крупнейших компаний только две являются условно независимыми от ВИНК, но и они аффилированы с ними через состав акционеров.

Как следствие, независимая нефтепереработка в России представлена почти исключительно малыми и мини-НПЗ, которые отличаются низким техническим уровнем и качеством продукции. Между тем в США независимые нефтеперерабатывающие компании занимают до 50 % рынка. Отсутствие независимой нефтепереработки в сочетании с доминированием ВИНК в оптовой торговле и значительным участием в розничной торговле нефтепродуктами является предпосылкой для манипулирования ценами. Как следствие, цены на бензин в России близки к уровню цен в США, в отдельные периоды опережая их, в то время как цены на сырую нефть ниже в 2-4 раза (в зависимости от уровня мировых цен на нефть). Разумеется, организационные предпосылки сочетаются в данном случае с неразвитостью рынка, слабостью антимонопольной деятельности, а также (это особенно важно) – технологической отсталостью российской нефтепереработки.

Транспортировка нефти и нефтепродуктов является естественно-монопольным видом деятельности. Ее осуществляет ОАО «АК «Транснефть», созданное в 1992 г. Контрольный пакет акций компании (более 75 %) принадлежит государству.



Источник: ГП «ЦДУ ТЭК».

Рис. 6.2. Компании-лидеры по первичной переработке нефти, 2010 г.

В перспективе сложившаяся в результате демонополизации и приватизации организационная структура, по-видимому, не изменится. С одной стороны, весьма маловероятна масштабная национализация отрасли. С другой стороны, определенное государственное присутствие, вероятно, будет сохраняться еще длительное время. С третьей стороны, формирование независимых от ВИНК крупных нефтеперерабатывающих компаний не представляется вероятным. Таким образом, принятые в 1992-1995 гг. решения оказались в целом необратимыми.

6.1.2. Налогообложение нефтяной отрасли: адекватность условиям освоения ресурсов

Существующие диспропорции в структуре налогообложения нефтяной отрасли являются одной из главных причин ограничений развития добывающих мощностей, выхода нефтяных компаний на новые месторождения и, особенно, развития нефтепереработки.

В отрасли давно назрела реформа налогообложения и таможенного регулирования, которая бы обеспечила необходимую адекватность налоговой нагрузки на нефтяные компании постоянно усложняющимся условиям освоения и разработки углеводородов.

Одной из центральных проблем развития нефтяной отрасли является система ее налогообложения. Нефтяной комплекс дает около 40 % доходов федерального бюджета и несет значительно бóльшую налоговую нагрузку, чем другие отрасли ТЭК, в частности, газовая промышленность. В выручке ведущих нефтяных компаний акцизы, налоги и таможенные сборы составляют 30-50 % (причем по мере роста цен на нефть эта доля растет, доходя до 70 %).

В перспективе поддержание добычи нефти на достигнутом уровне, а тем более ее рост, будут все более проблематичными. Из-за ухудшения качества запасов ресурсная рента будет снижаться (без учета колебаний цен на нефть), что сделает эксплуатацию запасов нефти менее привлекательной экономически. Например, в Западной Сибири удельные капитальные вложения в нефтедобычу в 2009 г. составили 1012,8 руб./т, а в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке – 3316,8 руб./т. В районах нового освоения издержки существенно выше, что будет сдерживать развитие добычи нефти. При сохранении текущей схемы распределения ресурсной ренты между государством и компаниями добыча нефти может упасть к 2020 г. до 300 млн т, или на 40 %.

Одна из причин такого положения состоит в существующей системе налогообложения нефтяной отрасли, основу которого составляют налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортная таможенная пошлина на нефть и нефтепродукты.

НДПИ был введен в 2001-2002 гг. для пресечения оптимизации налогообложения и упорядочения изъятия природной ренты при высоких ценах на нефть. По мере роста цен на нефть сверх критического уровня (изначально – 9 долл. за баррель, с 2008 г. – 15 долл.) все возрастающая часть ее стоимости изымается в пользу государства. Главное достоинство НДПИ состоит в простоте расчета и администрирования и трудности уклонения от его уплаты в силу его привязки к физическим объемам добычи, что резко отличает его от налога на прибыль и его аналогов, зависящих от финансовых показателей и легче поддающихся манипулированию.

Главный недостаток НДПИ состоит в том, что его плоская шкала стимулирует компании разрабатывать месторождения с наименьшими издержками, что в коротком периоде повышает их эффективность, но в долгосрочном периоде

негативно сказывается на производственном потенциале отрасли. В результате дестимулируется добыча на мелких и истощенных месторождениях, а также освоение новых районов добычи и нефтяных залежей. Изначально НДС не был дифференцирован. Исключение было сделано только для месторождений, выработанных более чем на 80 %, для которых была установлена пониженная ставка налога. Затем были установлены другие льготы и предусмотрена нулевая ставка при добыче нефти на Ямале, в Восточной Сибири (затем была введена пониженная ставка), на шельфе, за Полярным кругом, а также при добыче тяжелой и сверхвязкой нефти. Но отсутствие единого порядка предоставления льгот создало простор для лоббизма и большую неопределенность.

Следовательно, для поддержания добычи (экономической привлекательности рентаизвлечения) необходим переход от недифференцированного валового налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) к дифференцированному налогу в зависимости от прибыльности добычи. Это может быть либо налог на дополнительный доход – НДД, либо дифференциация ставок НДС с установлением ясных формальных принципов этой дифференциации. Первый подход представляется теоретически более обоснованным. Зато второй подход предпочтительнее из-за более простого администрирования и меньших рисков коррупции и уклонения от уплаты налогов. Он должен обеспечить одновременно повышение инвестиционной привлекательности новых проектов и эффективное изъятие сверхприбылей.

При условии адекватной налоговой реформы добыча нефти в России, даже с учетом указанных проблем с запасами, может поддерживаться на уровне выше 500 млн т в течение 20 лет при условии наличия соответствующего внешнего спроса. Для этого необходимо повысить средневзвешенную чистую (после уплаты налогов и таможенных пошлин) выручку нефтяных компаний с текущих 33 % от мировых цен на нефть до 40 % (при ценах в коридоре 60–100 долл. за баррель). В этом случае выигрыш государства от роста объема добычи многократно перекроет потери от снижения ставок, а привлекательность инвестиционных вложений для компаний резко возрастет.

Вторая проблема налогообложения отрасли состоит в ставках экспортных таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты. В настоящее время действует гибкая ставка, зависящая от мировых цен на нефть, при этом ставка для светлых нефтепродуктов составляет около 70 % от ставки на сырую нефть, а на темные – около 40 %. Она обеспечивает изъятие экспортных сверхприбылей в пользу государства (этот инструмент даже важнее НДС).

При мировых ценах на нефть в 75 долл. экспорт 1 барреля нефти дает государству в виде НДС и экспортной пошлины 52 долл., при экспорте светлых нефтепродуктов – около 41 долл., при экспорте темных нефтепродуктов – 30 долл. Доход нефтяных компаний сравнительно слабо возрастет при росте цен на нефть. При цене на нефть 100 долл. за баррель эти цифры составляют 73, 59 и 41 долл. соответственно.

Однако такая система делает наиболее прибыльным переработку нефти до темных нефтепродуктов. Это стимулирует нефтепереработку на территории России, но препятствует ее модернизации (выгоднее сохранять примитивную технологическую структуру заводов) и снижает общие доходы России от экспорта, поскольку мазут стоит дешевле сырой нефти (в Европе он используется

как сырье для НПЗ, а из него сложнее получить легкие нефтепродукты). Таким образом, происходит разрушение стоимости. Для исправления ситуации в конце 2010 г. было принято решение в течение трех лет постепенно выровнять ставки экспортных пошлин на светлые и темные нефтепродукты (сейчас – 70 % и 40 % от ставки на сырую нефть) и к 2013 г. установить их на уровне 60%.

6.1.3. Внутренний рынок нефти и нефтепродуктов олигополии и биржи

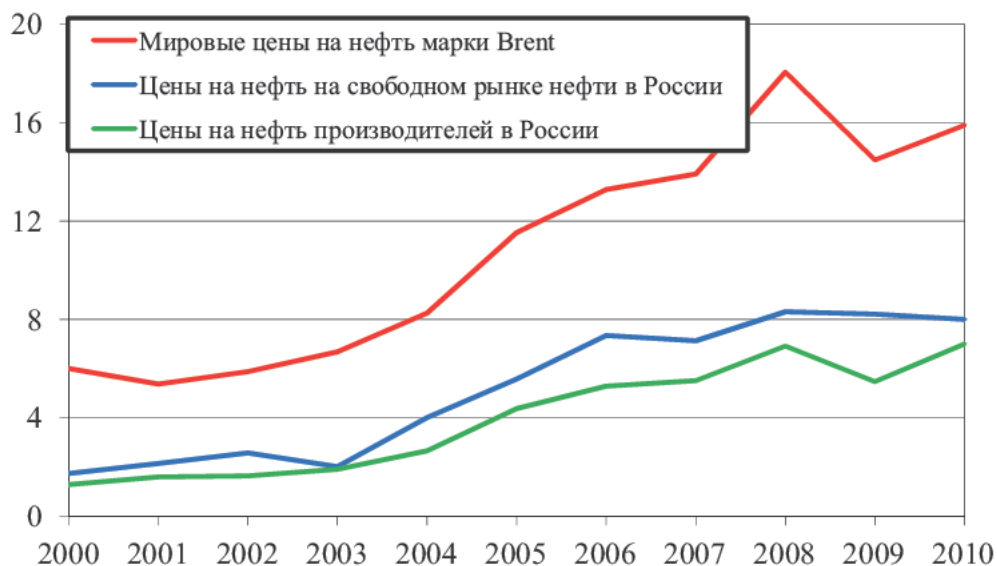
Внутренний рынок нефти и нефтепродуктов отличается значительными искажениями из-за ограниченной конкуренции и трансфертного ценообразования.

Преодоление пороков его развития требует улучшения антимонопольного законодательства и повышения прозрачности всех рыночных механизмов, включая развитие биржевой торговли сырой нефтью и нефтепродуктами.

Структура внутреннего рынка нефти и нефтепродуктов определяется организационной структурой отрасли. В силу демополизации отрасли государство не регулирует цены на сырую нефть и нефтепродукты, в отличие от рынка природного газа, и даже государственные компании работают в относительно рыночной среде. Если в 1990-е гг., особенно в их первой половине, существовали элементы административного регулирования цен на сырую нефть и нефтепродукты, то в 2000-х гг. они исчезли. Но в силу олигополии на общенациональном уровне и наличия монополий на локальном и региональном уровнях рынок нефти и нефтепродуктов носит искаженный характер.

Цены на сырую нефть на внутреннем рынке, фактически, отражают трансфертное ценообразование в рамках ВИНК. В принципе, они формируются по принципу *net back* по отношению к экспортной цене за вычетом транспортных издержек и таможенных пошлин, поскольку большинство компаний имеет выбор между поставками на внутренний рынок и на экспорт. При этом на внутренние цены влияет также ставка НДС, входящая в себестоимость добычи нефти и нелинейно зависящая от мировых цен на нефть. В результате действия указанных факторов внутренние цены на нефть в общем повторяют траекторию мировых цен на нефть с учетом влияния таможенных пошлин (рис. 6.3).

Ситуация на рынке нефтепродуктов носит более сложный характер. С одной стороны, также действует принцип *net back* по отношению к экспортной цене за вычетом транспортных издержек и таможенных пошлин. Поэтому цены на внутреннем рынке нефтепродуктов в основном повторяют колебания мировых цен. Но искажающее воздействие таможенных пошлин еще больше, чем на рынке нефти из-за различий между ставкой пошлин на сырую нефть, светлые и темные нефтепродукты. Кроме того, важную роль имеет наличие региональных монополий, когда у потребителей нет выбора поставщика, и контроль над оптовым и в значительной степени розничным звеном сбыта осуществляется со стороны ВИНК.



Источник: ГП «ЦДУ ТЭК», Росстат, ЦБ РФ.

Рис. 6.3. Среднегодовые цены на нефть на внешнем и внутреннем рынке, тыс. руб. / т

В результате внутренние розничные цены являются существенно менее волатильными, чем мировые цены на нефть. Причем тенденция роста мировых цен отражается на российском рынке сильнее, чем тенденция спада.

Так, мировые цены на нефть к концу 2008 г. упали в три раза против цен июня - июля. При этом розничные же цены на нефтепродукты в России (автомобильный бензин, дизельное топливо) снизились лишь на 4-6 %.

В 2009 г. мировые цены на нефть выросли более чем в два раза, а рост внутренних розничных цен составил не более 17 %. К концу 2009 г. они приблизились к предкризисным максимумам июля 2008 г. (85-90 %, кроме дизельного топлива), в то время как мировые цены на нефть были более чем вдвое ниже докризисного максимума.

Проблема достаточно высоких цен (в отдельные периоды более высоких, чем в США, но пока еще более низких, чем в Европе) носит комплексный характер⁸⁵. Помимо недостаточной конкуренции, важную роль играет технологическая отсталость НПЗ. В результате при производстве востребованных видов топлива (бензина и дизеля) образуется большое количество мазута и других низкокачественных продуктов. Издержки их сбыта частично закладываются в цену более качественных продуктов. Таким образом, насыщение внутреннего рынка качественными нефтепродуктами возможно только при достаточных инвестициях и адекватных институциональных условиях для них на рынке. Пока государственная политика, включая антимонопольную, не обеспечивает решение этой задачи.

⁸⁵ По данным Германского общества по международному сотрудничеству и журнала WSJ, одни из самых низких цен на бензин в Иране – на конец 2010 г. 10 центов за литр. В Саудовской Аравии они выше в 2 раза, в ОАЭ – в 4,8, в США – в 7,8, в России – в 8,6, в Китае – в 11,4 раза.

6.1.4. Отсталость нефтепереработки: проблемы государственного регулирования и рыночного спроса

Спад внутреннего потребления нефтепродуктов в 1990-е гг. за счет резкого снижения потребления мазута в электроэнергетике и дизельного топлива в сельском хозяйстве, армии и на транспорте привел к ориентации на экспорт мазута и отдельных сортов дизельного топлива, а не качественных светлых нефтепродуктов.

Однако потенциала роста подобный экспорт практически не имеет.

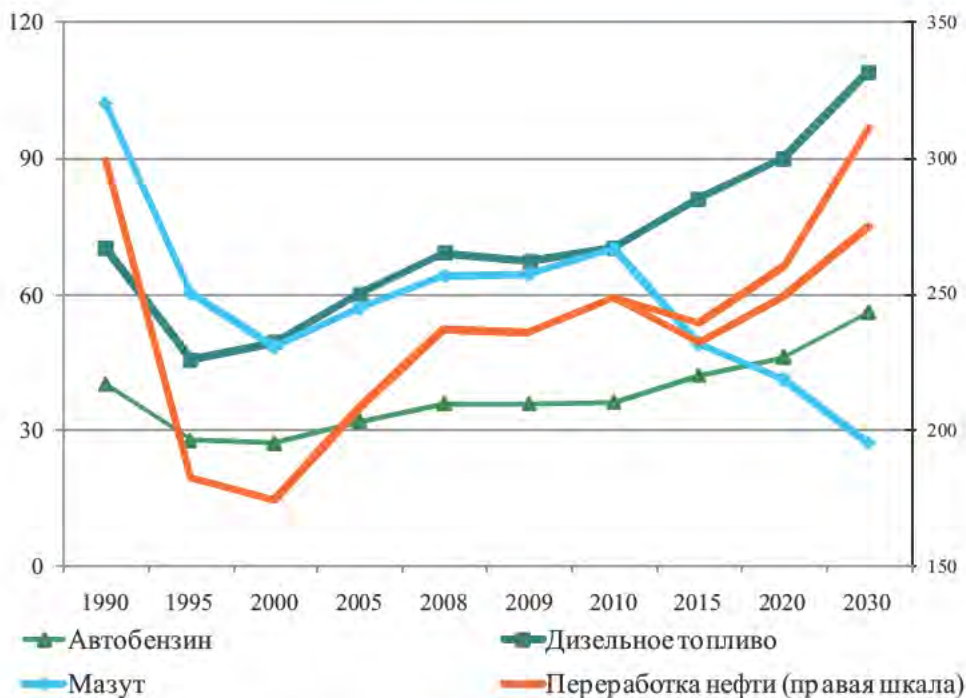
Необходима переориентация нефтепереработки на внутренний рынок и повышение качества выпускаемой ею продукции на базе масштабной модернизации отрасли.

Переработка нефти в России на протяжении 1990-2000 гг. сократилась на 40 % – с 299 до 174 млн т. В 2000-2008 гг. она росла и достигла 79 % от уровня 1990 г. (в 2010 г. – 83 %). В перспективе ожидается медленный рост переработки нефти, но уровень 1990 г. может быть достигнут не ранее 2030 г., причем только в благоприятном сценарии (рис. 6.4). Главная причина – радикальное снижение потребления нефтепродуктов в России и странах СНГ, которое не компенсируется ростом экспорта в дальнее зарубежье.

В свою очередь, резкий спад внутреннего потребления нефтепродуктов в 1990-е гг. был обусловлен не менее резким снижением потребления мазута в электроэнергетике за счет перехода на газ, сокращением потребления низкокачественных видов топлива (низкооктановых бензинов, сернистого дизельного топлива) со стороны армии, сельского хозяйства, железнодорожного транспорта, обвалом промышленного производства, грузооборота транспорта. Так, поставки низкооктановых бензинов за 1990-е гг. сократились в 1,5 раза, поставки дизельного топлива – в 2,0 раза, поставки мазута – в 2,6 раза. В то же время рос спрос на автомобильный бензин высокого качества.

В 2000-2009 гг. действие этих разнонаправленных тенденций сохранилось. Поставки бензина возросли на 47 % и практически достигли уровня 1992 г. при росте среднего качества бензина. Поставки дизельного топлива к 2009 г. возросли менее чем на 10 %, поставки мазута снизились еще в 2 раза. Единственным видом топлива, сохранившим положительную динамику поставок в 2009 г., стал автомобильный бензин. В перспективе до 2030 г. указанные тенденции сохранятся. Ожидается стабилизация поставок мазута на достигнутом низком уровне при росте поставок дизельного топлива и особенно автомобильного бензина.

Нехватка мощностей деструктивных и облагораживающих процессов на российских НПЗ препятствовала их адаптации к новым условиям рынка. Это проявилось в том, что при росте объемов производимого бензина, продиктованного спросом на него со стороны рынка, НПЗ были вынуждены увеличить объем переработки нефти и, следовательно, производства мазута, который рынком не был востребован.



Источник: расчеты Института энергетической стратегии по данным Росстата, ГП «ЦДУ ТЭК», ЭС-2030.

Рис. 6.4. Объем переработки нефти и производства основных нефтепродуктов в России в 1990-2030 гг., млн т

В 1990-е и 2000-е гг. произошла переориентация нефтеперерабатывающей промышленности с внутреннего рынка на внешний (в 1990 г. экспорт нефтепродуктов был весьма незначителен) с быстрым ростом экспорта нефтепродуктов (с 25 до 75 млн т к 2000 г. и далее до 130 млн т в 2010 г.). При этом большая часть роста экспорта пришлась на мазут, меньшая – на дизельное топливо, а экспорт бензинов практически не увеличился. К настоящему времени потенциал экспортных рынков нефтепродуктов практически исчерпан. В 2010-2020 гг. ожидается стагнация экспорта нефтепродуктов с последующим спадом. Доля стран СНГ останется незначительной, главным экспортным рынком останется дальнейшее зарубежье. К 2030 г. ожидается постепенное изменение структуры экспорта за счет роста экспорта бензина и качественного дизельного топлива и сокращения экспорта мазута, что позволит перейти к экспорту продуктов с большей добавленной стоимостью.

На сегодняшний день совокупная мощность по первичной переработки нефти 27 крупных нефтеперерабатывающих заводов составляет 254,0 млн т. Они загружены на 80 %. Две ключевые проблемы состояния НПЗ – это их географическое размещение и особенно технологический уровень.

Мощности по переработке нефтяного сырья размещены крайне неравномерно по территории России. На региональном уровне основной объем первичной

переработки нефти в России обеспечивается предприятиями Приволжского ФО (40,4 % в 2009 г.). Второе и третье место по объемам переработки занимают Сибирь (19 %) и Центральная Россия (16 %). Меньше всего перерабатывается нефти на Юге, Северо-Западе и Дальнем Востоке.

Сложившая в СССР география нефтеперерабатывающих мощностей, которая слабо изменилась к настоящему времени, была ориентирована на иную товарную и географическую структуру потребления. Она явилась одной из основных причин массового строительства в 1990-е гг. малых и мини-НПЗ. Ее главной особенностью была ориентация на внутренний рынок, что обусловило размещение большей части российских НПЗ в глубине территории страны. Экспортная направленность российской нефтяной отрасли дает основание считать необходимым строительство новых экспортно-ориентированных НПЗ для производства высококачественной продукции вблизи морских терминалов⁸⁶. В этом смысле Северо-Запад, Дальний Восток, а также Юг России являются потенциально привлекательными территориями для перспективного развития отрасли. Но для этого необходимо создать условия для инвестиций в строительство и модернизацию НПЗ, что будет подробно рассмотрено ниже.

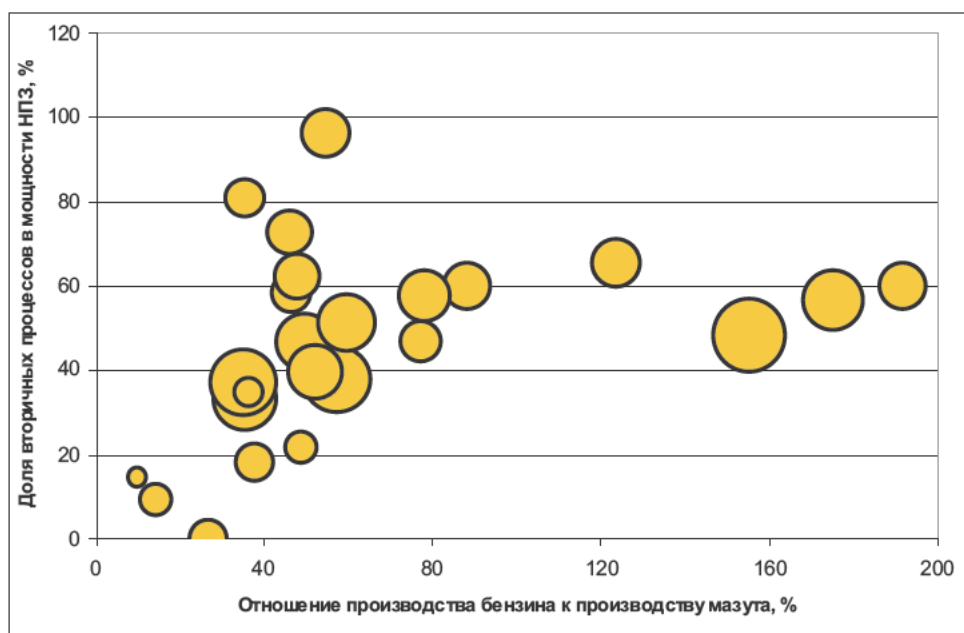
Российская нефтепереработка отличается одним из самых высоких в ТЭК уровней износа основных фондов и их технической отсталостью. Из 27 отечественных НПЗ 6 были пущены в эксплуатацию до 1941 г., еще 6 – построены до 1950 г. и только 8 – введены в строй до 1960 г., поскольку после 1960 г. в СССР новые заводы строились преимущественно не в России, а в других республиках Союза. Глубина переработки нефти, составлявшая 62,9 % в 1995 г., возросла до 71,5 % в 2010 г., но в развитых странах она достигает 85-90 %. Средний выход светлых нефтепродуктов на российских НПЗ не превышает 55–57 %, а в США и Западной Европе – более 70 %. Доля углубляющих процессов, увеличивающих выход светлых нефтепродуктов, в среднем по России составляет 20,3 %, что в 3,6 раза ниже, чем в США и в 2 раза ниже, чем в Западной Европе. Средний выход бензина относительно первичной переработки нефти в России составляет 15,2 %, тогда как выход мазута – 30 % (рис. 6.5). Это связано с тем, что длительное время в СССР нефть была основным источником котельно-печного топлива, а главной задачей нефтепереработки являлось обеспечение мазутом транспорта и электроэнергетики. Структура мощностей была оптимизирована именно под выпуск соответствующей номенклатуры продукции. Поскольку обновление производственных мощностей идет весьма медленно, то медленно меняется и состав производимой продукции. Таким образом, уже в СССР были заложены тяжелые проблемы развития отрасли, а объем переработки нефти в России, в связи с выводом из эксплуатации физически изношенных мощностей, сократился за 1980-е гг. с 325 до 299 млн т.

Низкие темпы реконструкции НПЗ обусловлены двумя основными причинами.

Первая причина – низкая прибыльность переработки нефти. До августа

⁸⁶ Следует отметить, что эта проблема неоднократно поднималась в отечественной научной литературе на протяжении последних 40-45 лет, но по разным причинам так и не была решена. В настоящее время с учетом закономерностей размещения нефтеперерабатывающих мощностей (в районе концентрированного потребления широкого ассортимента нефтепродуктов) и их избытка в Европе, США и странах Северо-Восточной Азии подобные предложения требуют дополнительного изучения и обоснования.

2004 г. экспорт сырой нефти был более прибылен, чем ее переработка. После изменения структуры таможенных пошлин положение изменилось, но из-за пониженных пошлин на темные нефтепродукты выгодной стала примитивная переработка нефти с получением большого количества мазута и его последующим экспортом. При этом цена экспорта мазута была ниже, чем экспорта сырой нефти, но разница в уровне таможенных пошлин делала подобный процесс более прибыльным. Таким образом, по существу первая причина сводится к отсутствию адекватной государственной таможенной (и акцизной) политики. Необходимо выстроить линейку пошлин и акцизов таким образом, чтобы производство высококачественных нефтепродуктов было более рентабельным, чем производство низкокачественных, а необходимые для этого инвестиционные проекты стали рентабельными⁸⁷.



Примечание. Площадь круга пропорциональна объему переработки нефти на НПЗ.

Источник: Росстат

Рис. 6.5. Технический уровень российских НПЗ в 2009 г.

Кроме того, работа и строительство примитивного НПЗ значительно рентабельнее, чем строительство современного завода или модернизация старого. В результате в 1990-е и частично в 2000-е гг. было построено множество мини-

⁸⁷ Для решения этой проблемы Минэнерго России разработало формулу выравнивания пошлины на светлые и темные нефтепродукты (так называемая формула 60/66), которая была утверждена специальным постановлением Правительства от 26 августа 2011 г. № 716.

НПЗ с низкой глубиной нефтепереработки. Не имея вторичных процессов, углубляющих переработку нефти, эти предприятия не могут производить качественные высокооктановые автомобильные бензины и малосернистое дизельное топливо, вследствие чего внутренний рынок нефтепродуктов наполняется большим количеством бензиновых и дизельных полупродуктов, что позволяет смешивать их с товарными моторными топливами и тем самым ухудшать свойства последних. Неслучайно первый крупный проект строительства крупного НПЗ – Новошахтинского завода нефтепродуктов (НЗНП) в Ростовской области мощностью 2,5 млн т сырой нефти в год - отличается одним из самых низких показателей глубины переработки (60–65 %) и не позволяет производить топливо, соответствующее даже нормам стандарта Евро-1. В общем объеме выпуска завода 50 % составит мазут, 30–32 % - дизтопливо, 18 % – прямогонный бензин.

Вторая причина — отсутствие жестких требований к качеству продуктов со стороны органов власти и потребителей. Традиционно внутренний спрос не предъявляет высоких требований к качеству нефтепродуктов. До настоящего времени крупными потребителями продукции российских НПЗ на внутреннем рынке служат предприятия электроэнергетики и ЖКХ, закупающие мазут в качестве резервного, а в некоторых случаях и основного вида топлива. Армия и сельхозпроизводители закупают дизтопливо низкой степени очистки (солярку). Железнодорожный транспорт также не предъявляет высоких требований к качеству моторного топлива.

Утверждение технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» произошло только в 2008 г., а его введение в действие неоднократно откладывалось. Утверждение специального технического регламента «О требованиях к выбросам автомобильной техникой, выпускаемой в обращение на территории Российской Федерации, вредных (загрязняющих) веществ» также пока не стало значимым фактором для рынка.

С другой стороны, рост в 2000-е гг. парка новых иностранных автомобилей, большинство из которых удовлетворяет требованиям стандартов Евро-3 и Евро-4, стимулировал нефтяные компании осуществить некоторую модернизацию заводов для наращивания выпуска высокооктановых бензинов, строительство установок гидрокрекинга, катализаторных производств и пр. Таким образом, при наличии спроса модернизация НПЗ вполне возможна.

В соответствии с Энергетической стратегией, в 2015 г. глубина переработки нефти должна увеличиться до 79,0 %, а к 2030 г. достигнуть 89–90 %. Очевидно, что для решения этой задачи требуется развитие производства автомобильного бензина и дизельного топлива стандартов Евро-3 и Евро-4, которое требует масштабных инвестиций. Также требуется ввод новых мощностей по изомеризации легких бензиновых фракций, по производству алкилата, по каталитическому крекингу вакуумного газойля, гидроочистке компонентов автобензина, по производству кислородсодержащих высокооктановых добавок.

При условии рассмотренной выше реформы таможенной политики вложения в модернизацию НПЗ вполне могут стать рентабельными. Так, инвестиции в объеме 12–16 млрд долл. позволят обеспечить внутренний рынок качественными нефтепродуктами, а также отказаться от экономически неэффективного экспорта мазута. В результате объем нефтепереработки в России можно сни-

зить с 250 до 140-180 млн т (в зависимости от варианта модернизации), что позволит либо нарастить экспорт сырой нефти (он значительно более эффективен, чем экспорт мазута), либо снизить требования к добыче нефти (что позволит снизить инвестиции в нефтедобычу). При условии реформы таможенной политики срок окупаемости такого проекта составит не более 4-5 лет.

6.1.5. Добыча и экспорт нефти: возможен ли дальнейший рост?

В 1990-2000-е гг. в нефтяной отрасли произошел фундаментальный сдвиг: от удовлетворения потребностей народного хозяйства в СССР к ориентации на экспорт. Однако сегодня потенциал роста экспорта в значительной мере исчерпан, особенно на европейском рынке. Это станет серьезным ограничителем роста добычи нефти в будущем.

Спад добычи нефти (без газового конденсата) в России с 1990 по 1996 г. составил 42,3 % – с 507,7 до 292,9 млн т. Причем до 2000 г. состояние нефтяной промышленности в целом характеризовалось все менее благоприятными показателями своего развития. Несмотря на принимаемые меры, в ней преобладали негативные тенденции, в частности:

- сокращались разведанные запасы и ухудшалось качество сырьевой базы отрасли;
- старел производственный потенциал отрасли при крайне низких темпах обновления оборудования;
- росла задолженность предприятий отрасли в бюджеты всех уровней и государственные внебюджетные фонды;
- снижалась инвестиционная активность.

Только в конце 1990-х гг. ситуация в отрасли, прежде всего с добычей нефти, стала выправляться в результате не столько даже тех мер, которые принимались внутри страны, сколько из-за чрезвычайно благоприятной для экспортеров конъюнктуры мировых нефтяных рынков⁸⁸. Причины отмеченных выше негативных тенденций можно сгруппировать следующим образом:

- с одной стороны, объективные – истощение недр, неблагоприятное географическое расположение основных нефтегазовых месторождений, сложные горно-геологические условия залегания нефтеносных пластов и, как следствие, высокие издержки их освоения;

⁸⁸ Подробнее проблемы развития нефтяной отрасли проанализированы, в частности, в таких работах, как: Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России). М.: МГФ «Знание», 2000; Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. Актуальные задачи нефтяной политики России. Мировая энергетическая политика. Сентябрь 2003, № 9(19); Шафраник Ю.К. Нефтяная промышленность в системе национальной экономики и геополитики России. М., 2004; Мастепанов А.М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития (справочно-аналитический сборник в двух томах). Издание 4-е, переработанное и дополненное. М.: ИАЦ «Энергия», 2009.

• с другой стороны, субъективные, заключающиеся как в отсутствии эффективного государственного регулирования и управления собственностью, так и в неблагоприятном инвестиционном климате, сложившемся в отрасли.

В результате нефтяная промышленность – важнейшая бюджетообразующая отрасль – пришла к концу XX века в состояние, грозящее нарушить гарантированные поставки нефтепродуктов и устойчивые поступления средств в консолидированный бюджет Российской Федерации. Это состояние усугублялось резкими колебаниями цен на мировом нефтяном рынке.

Падение уровня добычи нефти, обвальное произошедшее в 1990-1996 гг., было обусловлено целым комплексом причин, из которых отметим следующие.

Во-первых, оно имело свои корни в прошлом, и было связано, главным образом, с тем, что с 1988 г. были значительно сокращены капитальные вложения в российскую нефтяную отрасль. В результате резко упал ввод в действие новых месторождений, сократились объемы эксплуатационного бурения, что сказалось на добыче нефти в 90-х годах. При этом средний дебит скважин падал на 11-14 % ежегодно. Кроме того, форсирование добычи в Западно-Сибирской НГП в 1980-е гг. ради наращивания экспортных доходов привело к снижению КИН, потере части запасов, подрыву потенциала добычи в будущем, падению эффективности и росту издержек.

Во-вторых, это обвал внутреннего платежеспособного спроса при невозможности (из-за ограниченной пропускной способности экспортных нефтепроводов и морских терминалов, часть из которых находилась вне территории России) быстро нарастить экспорт.

В-третьих, важную роль сыграли издержки дезорганизации собственно в нефтяном комплексе из-за разрыва цепочки от добычи через переработку до оптового и розничного сбыта, разделения единой системы на отдельные компании, корпоративных конфликтов – «нефтяных войн», хаотического государственного регулирования, крайне далеких от равновесия цен и быстрого изменения пропорций между ними и пр. В результате в отдельные периоды либо добыча, либо переработка нефти, либо сбыт нефтепродуктов оказывались невыгодными из-за неадекватного ценообразования, а в другие периоды – напротив, сверхприбыльными. Хаос, порожденный сломом планового механизма при отсутствии сколько-нибудь адекватной рыночной структуры, нанес отрасли большой ущерб (газовая отрасль избежала этих проблем, но столкнулась с массовыми неплатежами). Наконец, важную роль играли низкие мировые цены на нефть, достигшие дна в 1998 году.

С 1998 г. и особенно после 2000 г. все указанные факторы стали постепенно меняться. Рост мировых цен на нефть, повышение платежеспособности российских потребителей по мере преодоления спада, развитие экспортной инфраструктуры способствовали росту спроса. Консолидация ВИНК прекратила дезорганизацию, способствовала широкому внедрению новых технологий и снижению издержек. Так, стабилизация добычи нефти в 1996-1999 гг. на уровне 301-305 млн т в год обеспечивалась, в основном, за счет применения новых технологий (глубоко проникающий гидроразрыв пластов, бурение горизонтальных скважин, забуривание вторых стволов в старых скважинах и др.) и методов увеличения нефтеотдачи пластов (физических, физико-химических, тепловых, газовых и др.). В целом по России дополнительная добыча нефти за

счет применения новых технологий и методов увеличения нефтеотдачи пластов увеличилась с 28,2 млн т в 1996 г. до 43 млн т в 2000 г. С 2001 г. по 2004 г. произошло снижение удельных затрат на добычу 1 т нефти на 40 %.

В 1999 г. была получена первая нефть на условиях соглашений о разделе продукции при разработке Пилтун-Астохского и Харьягинского месторождений. Всего в 1999 г. на условиях СРП было добыто 256,5 тыс. т нефти, а уже в следующем 2000 г. – более 2,2 млн т. В результате в 2000-2005 гг. российская нефтяная отрасль показала феноменальный рост добычи более чем в 1,5 раза.

Но после 2005 г. рост резко замедлился, имел место даже кратковременный спад в 2008 году. Первая причина данного явления состояла в насыщении внутреннего и европейского рынка. Вторая – исчерпание потенциала созданной еще в советской время сырьевой базы, поскольку новые месторождения и районы добычи нефти практически не осваивались. Кроме того, важную роль сыграл резкий рост себестоимости добычи, связанный с инфляцией издержек и новой волной передела собственности. С 2004 по 2009 г. удельные затраты на добычу возросли в 2,7 раза до 1084,4 руб./т. В мире за 2000-2008 гг. рост затрат составил 2,3 раза. В итоге рост цен на нефть 2005-2008 гг. почти не привел к росту добычи.

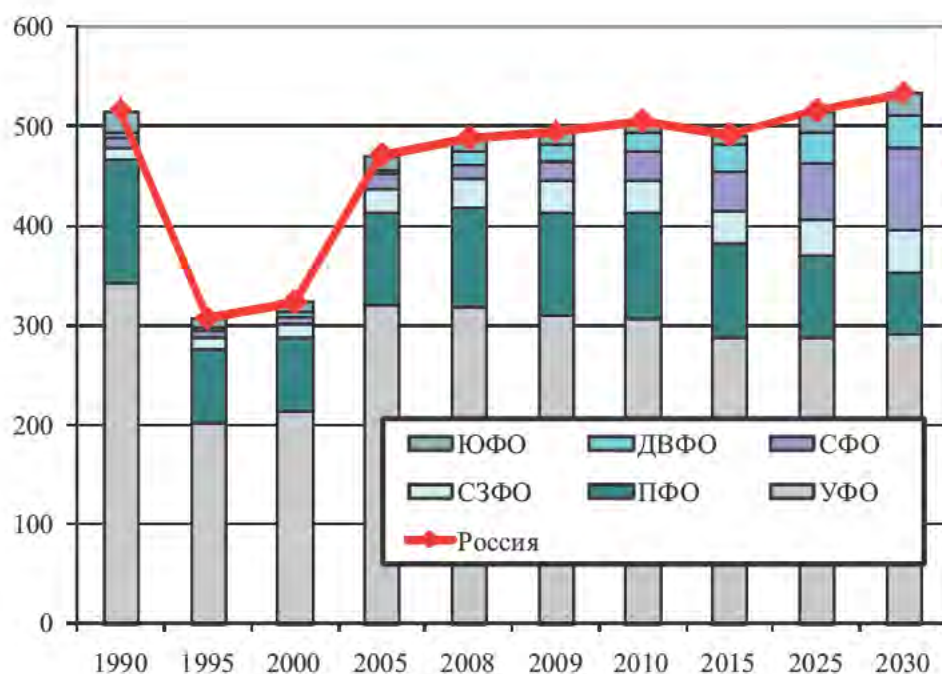
Географическая структура добычи нефти в 1990-2010 г. не претерпела существенных изменений. Лидером по добыче нефти и газового конденсата является Уральский ФО (Западная Сибирь), на долю которого приходится около 65 % от общего объема добычи в стране (рис. 6.6). Опережающими темпами возрастала добыча нефти на Дальнем Востоке (в связи с освоением месторождений Сахалина в рамках проектов СРП), в Восточной Сибири и на территории Северо-Западного федерального округа.

В перспективе до 2030 г. ожидается снижение доли Уральского ФО с 63 до 55 %. Сдвиг добычи в северные и восточные регионы наряду с ростом доли трудноизвлекаемых запасов и нетрадиционных видов нефти будет вести к росту издержек при добыче. Существуют значительные сомнения в возможности поддержания добычи нефти до 2030 г. на современном уровне. Для этого требуется быстрое освоение новых месторождений и районов, в противном случае после 2015 г. спад нефтедобычи неизбежен. В свою очередь, для этого необходим адекватный налоговый режим.

В 1990-е гг. вместо переработки внутри страны нарастающая часть нефти стала направляться на экспорт. За 1995-2010 гг. экспорт российской нефти вырос в 2,1 раза – с 122,2 до 251,2 млн т (рис. 6.7). В 2000-2005 гг. темпы роста экспорта были феноменальны – более чем в 1,5 раза за 5 лет. Таким образом, произошла радикальная смена ориентации отрасли с внутреннего рынка на внешний. Этот процесс был характерен для всех отраслей ТЭК, но в нефтяной отрасли он был наиболее ярок и масштабен.

Резкий рост экспорта нефти сопровождался радикальным изменением его географии. Так, экспорт сырой нефти в страны СНГ к 2000 г. упал почти в 2 раза по сравнению с 1990 г., но к 2008 г. объем экспорта восстановился. Экспорт сырой нефти в дальнее зарубежье непрерывно рос с 1995 по 2010 г. и увеличился в 2,2 раза. В структуре экспортных поставок российской нефти на долю стран дальнего зарубежья приходится 84-86 %, тогда как в 1994 г. их доля составляла около 55 %. Основным направлением российских экспортных поставок являются страны Европы, на долю которых приходится 90 % экспорта

российской нефти в страны дальнего зарубежья. Но за 8 лет экспорт российской нефти в Китай вырос в 10 раз до 14 млн т, а после 2015 г. может достичь 50 млн т. Общий экспорт в восточном направлении к 2015 г. может возрасти до 100 млн т после завершения строительства ВСТО (частично – за счет новых районов добычи в Восточной Сибири, хотя рост добычи здесь сталкивается со значительными сложностями) и роста экспорта с Сахалина.



Примечания:

1. Прогноз ЭС-2030 включает базовый и инновационный сценарии, график построен на основе средних значений

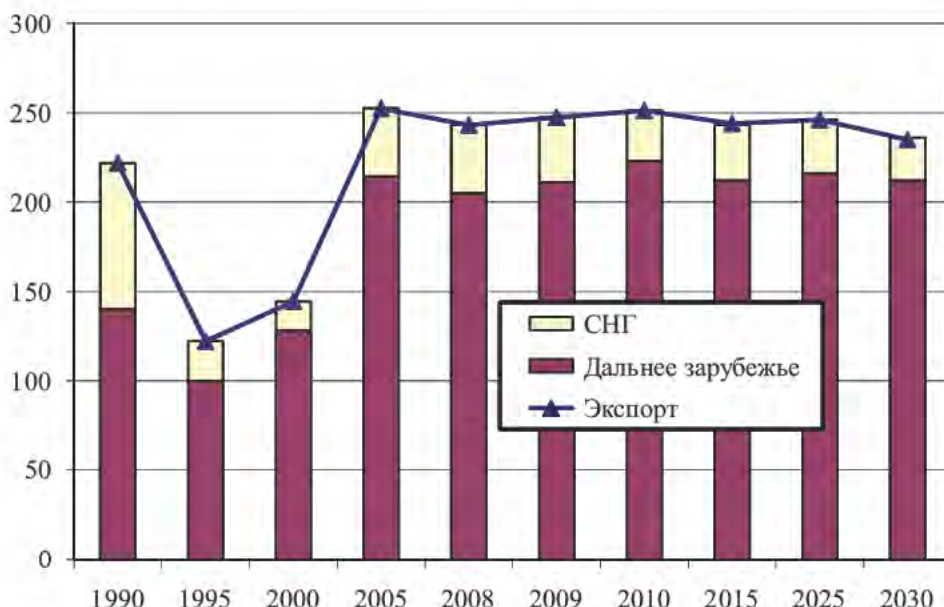
2. ЮФО рассмотрен с включением СКФО, выделенного в отдельный ФО в 2010 году.

Источник: расчеты Института энергетической стратегии по данным Росстата, ГП «ЦДУ ТЭК», ЭС-2030.

Рис. 6.6. Региональная добыча нефти в 1990-2030 гг., млн т

Дальнейшего роста объемов экспорта не ожидается в связи со спадом потребления нефти на ключевом для России европейском рынке. Расширение экспорта в страны АТР, где быстрый рост потребления продолжится, увеличит долю восточного направления до 25-30 % к 2030 году. Но и это не позволит обеспечить высокую динамику экспорта из-за спада поставок в Европу по мере снижения потребления нефти в этом регионе. Кроме того, исчерпаны возможности наращивания добычи нефти. Как следствие, экспорт стабилизируется на современном (исторически максимальном) уровне и, возможно, к 2030 г. начнет медленно сокращаться. Следовательно, радикальная переориентация на

экспорт, хотя и дала возможность наращивания добычи и доходов на определенном этапе, в стратегической перспективе не гарантирует успеха отрасли.



Примечания:

1. Прогноз ЭС-2030 включает базовый и инновационный сценарии, график построен на основе средних значений

2. В 1990 г. СНГ не существовало. Приведены данные о поставках в другие республики СССР.

Источник: расчеты Института энергетической стратегии по данным Росстата, ГП «ЦДУ ТЭК», ЭС-2030.

Рис. 6.7. Экспорт сырой нефти из России в 1990-2030 гг., млн т

6.1.6. Строительство нефтепроводов: диверсификация экспортных направлений поставок черного золота

В настоящее время начата или продолжается реализация целого ряда важнейших трубопроводных проектов, направленных на укрепление экспортных позиций России и диверсификацию направлений экспорта нефти. Их завершение подведет черту под формированием евразийской нефтепроводной системы на долгие годы, и в будущем отрасль сосредоточится на оптимизации транспортных потоков и повышении их эффективности.

В 2009 г. система трубопроводного транспорта включала около 350 тыс. км трубопроводов технологического назначения, около 2,5 тыс. км магистральных трубопроводов, принадлежащих нефтяным компаниям (трубопроводы Уса – Ухта, Сахалин – Де-Кастри, КТК), а также около 50 тыс. км магистральных трубопроводов, принадлежащих ОАО «АК «Транснефть» (рис. 6.8).



Источник: АК «Транснефть».

Рис. 6.8. Схема магистральных нефтепроводов России

Главная проблема системы нефтепроводов – высокий износ основных фондов, основная часть которых была создана в советское время. В настоящее время только 7 % магистральных нефтепроводов находится в эксплуатации менее 10 лет, тогда как 34 % – свыше 30 лет. Около 30 % нефтепроводов имеют 100 % амортизации изоляционного покрытия, 17 % – относится к нефтепроводам повышенного риска.

Вместе с тем за 2000-е гг. тенденция роста срока службы приостановлена за счет реализации крупных проектов. Главной целью этих проектов была диверсификация маршрутов экспорта в Европу (переориентация на российские порты вместо прибалтийских), направлений экспорта (ВСТО), развитие экспорта из новых районов добычи (КТК и Транссахалинский нефтепровод).

Рассмотрим кратко основные из них.

- **Балтийская трубопроводная система (БТС)** с нефтяным терминалом в Приморске, вышедшая к 2007 г. на производительность в 75 млн т нефти в год. В настоящее время реализуется проект «Балтийской трубопроводной системы – 2» (БТС-2) по маршруту г. Унеча (Брянская область) – г. Усть-Луга (Ленинградская область) пропускной способностью до 50 млн т нефти в год, со строительством ответвления на НПЗ в г. Кириши. Начало транспортировки нефти запланировано на 2012 год.

- **Каспийским трубопроводным консорциумом (КТК)** с участием России построен нефтепровод для выхода казахской нефти из Тенгиза в район Новороссийска. В декабре 2008 г. акционеры КТК достигли договоренности по принципам расширения пропускной способности нефтепровода с 33 до 67 млн т.

- **Нефтепровод Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО).** 28 декабря 2009 г. осуществлен пуск в эксплуатацию первой очереди нефтепроводной системы ВСТО от Тайшета до Сковородино (мощность – 30 млн т) и начат экспорт из нового морского нефтяного порта Козьмино. Вторая очередь проекта включает строительство нефтепровода по маршруту Сковородино – Козьмино. Общая протяженность нефтепровода – свыше 4770 км. Завершение строительства второй очереди ВСТО планируется на 2013-2014 гг., после чего его пропускная способность должна составить 80 млн т нефти в год. Строительство ответвления в Китай до Дацина завершено в 2010 году. Необходимо отметить, что из-за отставания в освоении месторождений Восточной Сибири для заполнения трубы будет использована нефть Западной Сибири, что противоречит изначальной концепции проекта.

- В декабре 2008 г. завершилось наполнение нефтью **Транссахалинского трубопровода** протяженностью 800 км и началась транспортировка нефти, добываемой в рамках проекта «Сахалин-2», на отгрузочный терминал Пригородное на юге острова.

Соответствующее развитие трубопроводного транспорта нефти намечается по следующим направлениям:

- Ведется проектирование трубопровода **Харьяга – Индига** для развития северного направления экспортных поставок российской нефти. Протяженность линейной части нефтепровода составит около 430 км, производительность 12 млн т нефти в год с возможностью дальнейшего увеличения.

- С участием России планируется строительство нефтепровода **Бургас – Александруполис** для решения проблемы прохода танкеров с российской нефтью через перегруженные турецкие проливы Босфор и Дарданеллы⁸⁹. В 2008 г. был утвержден технический консультант, который должен был провести комплекс работ по обновлению технико-экономического обоснования проекта. Однако проект фактически заморожен, главным образом из-за возникших разногласий России с зарубежными партнерами по проекту, в первую очередь с Болгарией.

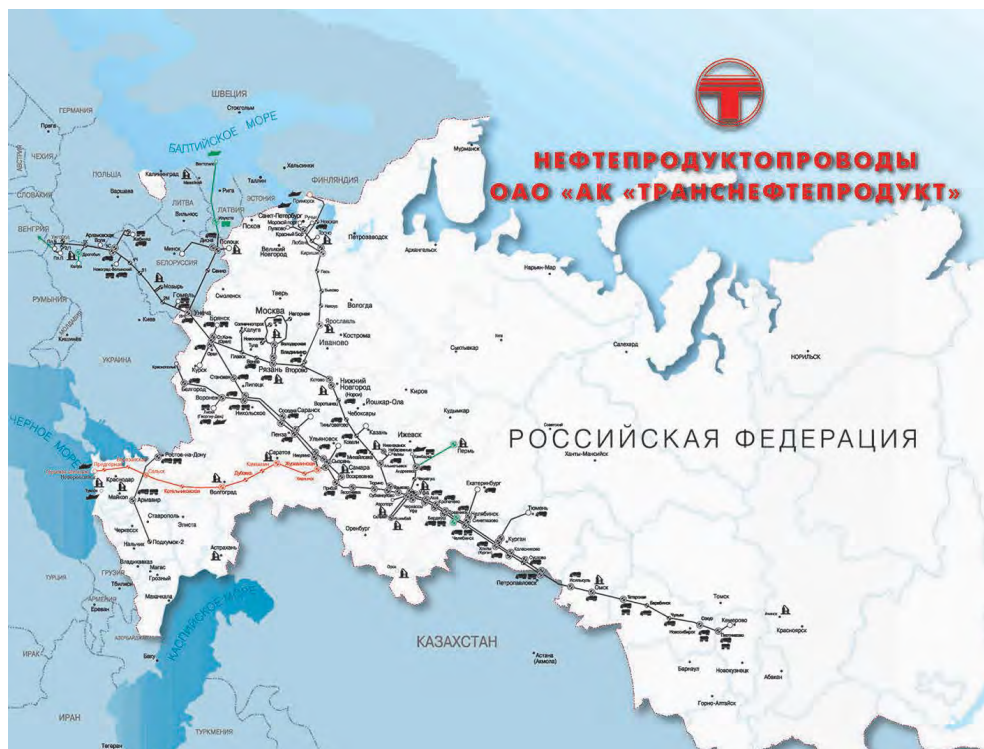
- 6 августа 2009 г. премьер-министры России и Турции подписали в Анкаре протокол о сотрудничестве двух стран в нефтяной сфере, предусматривающий создание рабочей группы для изучения возможностей реализации проекта строительства **нефтепровода Самсун – Джейхан** протяженностью 550 км и мощностью 60-70 млн т в год. Как и нефтепровод Бургас – Александруполис, он предназначен для решения проблемы прохода танкеров с нефтью через проливы Босфор и Дарданеллы.

Следует, однако, отметить, что даже уже существующие мощности нефтеэкспортной инфраструктуры (трубопроводных систем и морских терминалов),

⁸⁹ Идея строительства этого нефтепровода была выдвинута Россией, Грецией и Болгарией в 1994 г. из-за необходимости противостоять стремлению Турции направить маршруты экспорта нефти Каспийского региона через свою территорию в увязке с безопасностью судоходства и экологическими проблемами турецких проливов. Уже к концу 90-х гг. немецкой компанией «ИЛФ» было выполнено ТЭО проекта, для проектирования, строительства и эксплуатации нефтепровода была создана компания «Трансбалканский нефтепровод» (Trans-Balkan Pipeline B.V.) со штаб-квартирой в Болгарии. Однако Болгария вскоре заняла неконструктивную позицию.

решая проблему диверсификации поставок, значительно превышают реальные возможности прогнозируемого российского экспорта нефти.

В системе ОАО «АК «Транснефтепродукт» (с 2008 г. входит в структуры ОАО «АК «Транснефть»)) эксплуатируются 15,8 тыс. км *магистральных нефтепродуктопроводов* (рис. 6.9).



Источник: АК «Транснефтепродукт».

Рис. 6.9. Схема магистральных нефтепродуктопроводов России

В 2008 г. было завершено строительство нефтепродуктопровода «Север» (Кстово – Ярославль – Кириши – Приморск) с выходом в район морского порта г. Приморска Ленинградской области. Он призван обеспечить экономическую независимость от стран ближнего и дальнего зарубежья, которые ранее получали значительные посреднические прибыли от перевалки российских нефтепродуктов. Пропускная способность проекта – 24,6 млн т. В 2010 г. загрузка комплекса составила 6,7 млн т.

Также предполагается строительство нефтепродуктопровода «Юг» (Сызрань – Саратов – Волгоград – Новороссийск) протяженностью 1532 км и мощностью 11 млн т в год. Пуск в эксплуатацию нефтепродуктопровода намечен на 2013 год.

Строительство нефтепродуктопроводов имеет смысл только на наиболее важных направлениях поставок, где существует стабильный и большой поток однородных по качеству нефтепродуктов. В противном случае более гибкий, хотя и более дорогой железнодорожный транспорт является предпочтительным. В этой связи перспективы расширения системы нефтепродуктопроводов до 2030 г. (кроме проекта «Юг») являются весьма неопределенными.

Развитие трубопроводного транспорта в 2000-е гг. и в перспективе обусловлено главным образом переориентацией нефтяной отрасли с внутреннего потребления на экспорт, а также с транзита через страны СНГ на морской транспорт нефтепродуктов. Резкий сдвиг географии сбыта потребовал строительства новой инфраструктуры. Высокая прибыльность экспорта привела к тому, что за счет значительных вложений оно стало одним из самых успешных направлений в российском нефтяном комплексе. К сожалению, указанные проекты лишь решают задачу диверсификации направлений экспорта и транзита, но не обеспечивают диверсификацию товарной структуры экспорта и отхода от сырьевой специализации. В этой связи избыточное внимание к этой проблеме представляется в рамках задач модернизации российской энергетики неправильным.

6.1.7. Запасы нефти в России и недропользование: как нам повысить КИН?

Несмотря на значительные запасы нефти, Россия сталкивается с постоянным ухудшением их качества, что в условиях низкой эффективности недропользования и падающего коэффициента извлечения нефти ведет к росту издержек и сдерживает рост добычи нефти.

Положение с воспроизводством запасов нефти в России весьма неоднозначно.

С одной стороны, Россия входит в число стран, располагающих крупнейшими в мире ресурсами нефти. На ее территории разведано около 8 % суммарных запасов нефти планеты, что, по открытым данным BP Statistical Review of World Energy 2010, составляет 10,2 млрд т. Что же касается перспективных и прогнозных ресурсов нефти (без газового конденсата), то они, по данным Государственного доклада «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году», составляют 57,7 млрд т.

В последнее время в мире все большее внимание уделяется нетрадиционным ресурсам нефти, сосредоточенным в нефтеносных песчаниках и битуминозных породах. Значительные ресурсы природных битумов (более 17 млрд т) имеются и в России, главным образом в Волго-Уральской и Восточно-Сибирской нефтегазоносных провинциях (НГП) – 36 и 52 % соответственно.

С другой стороны, в связи с систематическим недофинансированием поисковых и разведочных работ, при больших геологических ресурсах обеспеченность разведанными запасами не превышает 25 лет. Кроме того, в развитии сырьевой базы нефтедобывающей промышленности России наблюдается устойчивая тенденция ухудшения ее качества. При этом в структуре запасов имеется ряд острых проблем.

1. Две трети запасов сосредоточено в Западно-Сибирской НГП, высокопродуктивные нефтяные залежи которой находятся в эксплуатации много десятилетий и выработаны на 75 % и более. Уже 30 % запасов нефти бассейна относятся к трудноизвлекаемым: они находятся либо в коллекторах с низкой пористостью и проницаемостью, либо в осложненных тектоническими нарушениями залежах, при разработке которых требуется применение сложных технологий, значительно удорожающих добычу.

2. На территориях с развитой промышленностью и существенными объемами потребления значительные запасы нефти разведаны только в Волго-Уральской НГП. Количество крупных и уникальных месторождений здесь несравнимо меньше, чем в Западно-Сибирской НГП. Нефтяные месторождения провинции эксплуатируются с 1945 году. Подавляющая часть сырья заключена в мелких объектах. Выработанность разведанных запасов здесь очень высока. В Башкирии она составляет 82,9 %, в Татарстане — 77,5 %, в Самарской обл. — 74 %.

3. Значительные ресурсы углеводородов имеются в НГП Восточной Сибири, а также на шельфах Арктики, Каспийского и Охотского морей. Однако степень разведанности этих регионов не превышает 10 %. Особенно низкой является общая геолого-геофизическая изученность арктического шельфа. Кроме того, в Восточной Сибири освоение месторождений нефти до последнего времени сдерживалось отсутствием транспортной инфраструктуры. В ближайшие годы в связи с пуском нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан ожидаются интенсификация геолого-разведочных работ и рост добычи в этом регионе. Однако в связи со слабой освоенностью перспективных нефтегазоносных регионов это потребует огромных вложений, как в свое время (1960-1980-е гг.) огромных ресурсов (до 9 % валовых инвестиций в СССР!) потребовало освоение Западно-Сибирской НГП. Совершенно неочевидно, что такие инвестиции могут быть мобилизованы в условиях рыночной экономики и что они вообще экономически эффективны и необходимы.

4. Существенная часть месторождений, ожидающих освоения, содержит трудноизвлекаемые запасы (ТИЗ), либо относится к разряду мелких, либо расположена в удаленных регионах с суровыми климатическими условиями (в том числе на шельфе) и неразвитой инфраструктурой.

В целом же в общем балансе запасов нефти доля ТИЗ постоянно растет. ТИЗ включают запасы с низкими темпами отбора (в 2-5 раз и более низкими по сравнению с благоприятными для извлечения запасами) при применении стандартных методов разработки. Основными критериями выделения трудноизвлекаемых запасов являются повышенная вязкость нефти (более 30 мПа·с), низкая проницаемость коллектора (менее 0,05 кв. мкм), малая мощность нефтяного пласта, наличие газовой шапки, выработанность запасов более чем на 80 %. На долю ТИЗ приходится не менее 55-58 % разведанных запасов России, три четверти которых сосредоточено в Западной Сибири. В частности, на запасы в

низкопроницаемых коллекторах приходится 41 %, на долю тяжелых и высоковязких нефтей - 7–10 % всех ТИЗ страны, еще около 11 % запасов приурочено к подгазовым залежам.

Таким образом, доля активных запасов составляет менее половины российских разведанных запасов нефти. Активные запасы нефти России характеризуется высокой степенью выработанности, которая для эксплуатируемых месторождений в среднем превысила 50 %, и обводненностью продуктивных пластов (в среднем 70 %). Ежегодно качество запасов нефти ухудшается из-за преимущественного отбора высококачественной легкоизвлекаемой нефти.

Помимо объективных, геологически заданных проблем со структурой запасов существуют острые проблемы, связанные с недостатками в сфере недропользования.

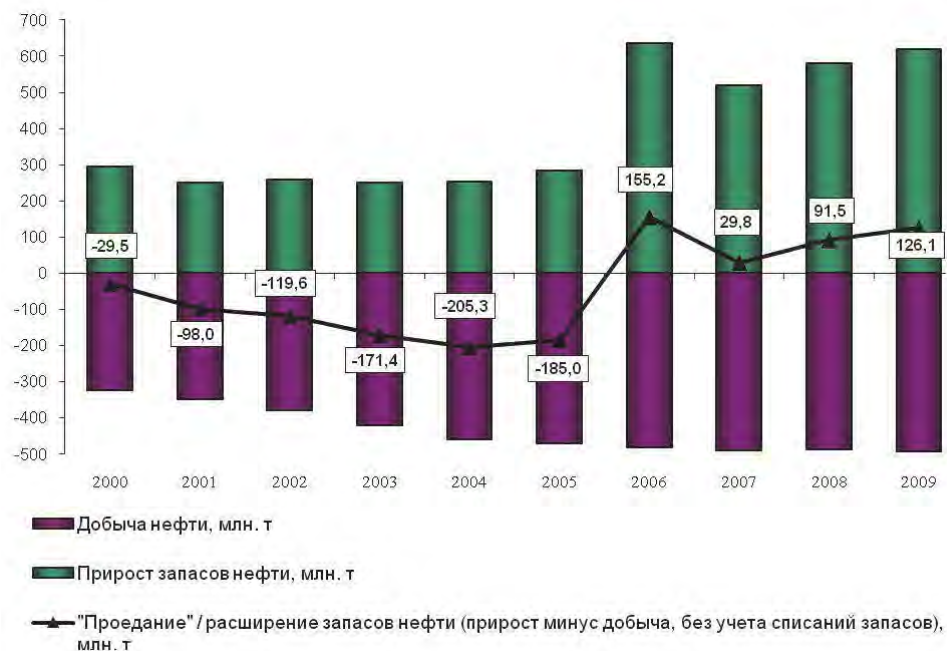
Во-первых, на большинстве российских месторождений коэффициент извлечения нефти (КИН) не достигает даже 0,4. Лишь на отдельных крупных месторождениях КИН превышает 0,5, а более высокие значения достигаются только на отдельных горизонтах с исключительными коллекторскими свойствами. За рубежом ведущие нефтяные компании, как правило, имеют КИН не меньше 0,4–0,45, а на крупных месторождениях - 0,5 и выше. КИН в целом по стране в 1990–2009 гг. неуклонно снижался вследствие выборочной отработки месторождений, сверхнормативных отборов, прироста новых открытий с ТИЗ нефти, в то время как в мире он существенно возрос. Только в последние годы в связи с внедрением вторичных и третичных методов повышения нефтеотдачи фиксируются приросты запасов за счет повышения КИН. Между тем повышение КИН на уже открытых месторождениях только на 5 % может обеспечить дополнительный прирост промышленных запасов нефти в объеме не менее 4,0 млрд т. Для перелома указанных тенденций необходимо изменение налогового режима таким образом, чтобы он стимулировал более полное использование нефтяных запасов.

Во-вторых, остро стоит проблема воспроизводства запасов. В 1990-е гг. в связи с обвалом финансирования геологоразведочных работ (ГРР), а также высокой изученностью крупнейшей Западно-Сибирской НПП резко снизилось открытие новых запасов. В России с 2000 по 2009 г. «проедание» запасов нефти (без учета списаний) составило 406,2 млн т (рис. 6.10)⁹⁰. Наибольшие объемы «проедания» запасов были зафиксированы в 2003–2005 гг. вследствие существенного увеличения добычи при сравнительно неизменном объеме ГРР. Прямое воспроизводство запасов нефти стало вновь обеспечиваться, начиная с 2006 года. Но прирост запасов в 2000-е гг. в значительной степени формиро-

⁹⁰ Необходимо отметить, что достаточно достоверных данных о воспроизводстве минерально-сырьевой базы (МСБ) нефтяной отрасли в стране нет. Официально публикуемые МПР РФ данные противоречивы, в том числе в связи с применяемой методикой их оценки (по результатам ГРР, с учетом списания и переоценки, с учетом КИН или без него и др.). В разных официальных материалах приводятся различные данные (напр., совершенно не стыкуются данные, приведенные в Стратегии развития геологической отрасли Российской Федерации до 2030 года, утвержденные распоряжением Правительства РФ 21 июня 2010 г., и цифры официальных отчетов министерства), которые, вполне естественно, подвергаются критике ведущими специалистами отрасли. (Подробнее об этих проблемах отрасли см. специальную подборку материалов, опубликованных в журнале «Нефтегазовая вертикаль» № 19 за 2010 г.)

вался за счет переоценки запасов, причем весьма часто не в связи с реальным изменением технологических возможностей, а «на бумаге». Собственно новые геологические открытия покрывали примерно 20-25 % добычи. Таким образом, в реальности можно говорить о кризисе в отраслевой геологоразведке.

Отсутствие необходимости проведения геологоразведочных работ было обусловлено тем, что нефтегазовым компаниям государством было передано в пользование 92 % запасов нефти⁹¹. В результате они получили права на разработку углеводородных запасов, сравнимых по своим объемам с запасами ведущих нефтяных ТНК. Так, запасы Роснефти и ЛУКОЙЛа на начало 2009 г. были сравнимы с запасами ExxonMobil и Petrochina, ТНК-ВР и Сургутнефтегаза – с Total и ConocoPhillips, Татнефти – с ONGC. Причем, основные из существующих прав на разработку нефтяных месторождений, ведущие российские компании получили вне состязательных процедур в 1992 г. в соответствии с пунктом 19.1 постановления Верховного Совета РСФСР от 15 июля 1992 г. № 3314-1 «О порядке введения в действие Положения о порядке лицензирования пользования недрами».



Источник: Институт энергетической стратегии по данным Минприроды России.

Рис. 6.10. Соотношение прироста запасов и добычи нефти в 2000–2009 гг.

⁹¹ Нефть России. Отраслевой обзор // Нефтегазовая вертикаль. 2005. № 8-9. С. 64.

Наличие значительных запасов позволяет выборочно разрабатывать наиболее рентабельные месторождения, на что указывает высокая доля простаивающих скважин у многих крупнейших отечественных компаний.

Снижение прироста запасов и добычи нефти во многом было также обусловлено снижением буровых работ. Так, по сравнению с 1990 г. объем эксплуатационного бурения уменьшился в 2008 г. в 2,2 раза, разведочного – в 4,7 раза. Не было открыто ни одного нового крупного нефтяного месторождения, в потенциальных новых, неосвоенных крупных регионах нефтедобычи (Восточная Сибирь, континентальный Дальний Восток), хотя разница между начальными извлекаемыми ресурсами (8-10 млрд т нефти) и подтвержденными запасами нефти (менее 1,5 млрд т) свидетельствует о высоком неразведанном потенциале этого региона. Крупные месторождения в 2000-е гг. были открыты только в акватории Каспийского моря.

Самое критическое положение с приростом запасов складывается в ключевой Западно-Сибирской НГП, где весь прирост запасов нефти, несмотря на открытие более 200 новых месторождений, смог компенсировать лишь текущее списание запасов. При этом если в первой половине 1970-х гг. открытое месторождение в Западной Сибири в среднем содержало 77 млн т запасов нефти, в первой половине 1980-х гг. – 34 млн т, в первой половине 1990-х гг. – 7 млн т, то в начале 2000-х гг. – 3 млн т (для России в целом – 27, 17, 3 и 1,5 млн т соответственно).

Такое положение обусловлено, в частности, действующим режимом недропользования, предоставления лицензий на разведку и добычу, распространения геологической информации, что требует реформирования этой сферы. Отмена принципа «двойного ключа», действовавшего до начала 2000-х гг., способствовала упорядочиванию недропользования, но и на федеральном уровне существуют значительные управленческие проблемы, связанные с несправедливым распределением лицензий, искажением условий конкурсов или внеконкурсным распределением для стратегически значимых месторождений и пр.

Определенные меры реструктуризации геологической отрасли и совершенствования системы недропользования намечены в уже упоминавшейся Стратегии развития геологической отрасли РФ.

В соответствии с протокольным решением Правительства РФ № 12 от 27 марта 2008 г. по рассмотрению мер по воспроизводству МСБ приказом № 151 Минприроды России от 16 июля 2008 г. была утверждена новая редакция «Долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья». В соответствии с этой программой объем средств из федерального бюджета на реализацию мероприятий по воспроизводству минерально-сырьевой базы нефтегазовой отрасли (углеводородного сырья) в 2008-2020 гг. должен составить 232,5 млрд руб. (в ценах 2008 г.). Главное – не допустить отклонений от этих параметров.

6.1.8. Инвестиции в нефтяном секторе: проблема приоритетов вложений

Текущий уровень инвестиций в нефтедобычу в принципе достаточен для ее развития, и необходимости в его радикальном увеличении нет. Но необходим существенный рост вложений в геологоразведку и особенно в нефтепереработку для обеспечения ее своевременной модернизации.

В 1990-е гг. произошел спад инвестиций в нефтяном секторе. Он был обусловлен теми же факторами, что и спад добычи: общеэкономический кризис, хаос в отрасли в процессе ее реорганизации, ранее накопленные производственные проблемы. Но после 1998 г. указанные проблемы в значительной степени разрешились.

В 2000-2009 гг. общий объем инвестиций ВИНК в добычу нефти в текущих ценах вырос более чем в 4 раза и по итогам 2009 г. составил 535,9 млрд руб. Среди нефтяных компаний лидерами по общему объему инвестиций в развитие нефтедобывающих мощностей являются ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Сургутнефтегаз», которые в совокупности обеспечивают около 80 % всех инвестиций в нефтедобычу в стране. Фактически инвестиции, с учетом инфляции в мире и, особенно, в России, выросли приблизительно в 2 раза. Главным фактором роста инвестиций было повышение мировых цен на нефть к 2008 г. по сравнению с 2000 г. – в 3 раза, по сравнению с 1998 г. – более чем в 6 раз. Несмотря на изъятие значительной части выручки государством, о чем уже было написано выше, чистая прибыль от продажи нефти для компаний все равно возросла приблизительно вдвое. После обвала во второй половине 2008 г. цены быстро вернулись на высокий по историческим меркам уровень.

В 2000-е гг. наблюдался некоторый тренд сдвига инвестиций из Западной Сибири в другие районы нефтедобычи (Восточную Сибирь, Дальний Восток). Так, в 2009 г. прирост объема инвестиций был обеспечен за счет Восточной Сибири и Дальнего Востока. Капитальные вложения в развитие нефтедобычи региона за 2009 г. увеличились на 58,2 %, или на 44,3 млрд руб. В Европейской части России и Западной Сибири было зафиксировано сокращение инвестиций на 1,5-1,8 %. Но в целом основная часть инвестиций по-прежнему осуществляется в уже освоенных регионах.

Соответственно, сохраняется тенденция преимущественного инвестирования в повышение нефтеотдачи уже разрабатываемых месторождений и площадей. Выход на новые площади сдерживается нежеланием нефтяных компаний вкладывать средства в проекты с длительным периодом окупаемости.

К 2008 г. был достигнут уровень инвестиций в нефтедобычу (23,4 млрд долл.), обеспечивающий выполнение индикаторов первого этапа реализации Энергетической стратегии (110 млрд долл., или 22 млрд долл. в год) (табл. 6.1). В 2009 г. объем инвестиций снизился до 16,5 млрд долл., но это сокращение частично носит номинальный характер и связано с изменением курса рубля и

снижением издержек. Следует отметить, что в 2000-е гг. рост добычи был обеспечен за счет уже освоенных районов и месторождений, в то время как в 2010-2030 гг. он будет осуществляться за счет новых районов, что потребует гораздо больших инвестиций. Уровень инвестиций в инфраструктуру транспортировки нефти также в 2008-2009 гг. достиг целевых показателей первого этапа ЭС-2030 – около 5 млрд долл. в год, преимущественно за счет строительства ВСТО. Тем не менее совокупный объем капитальных вложений за 1998-2008 г. составил 72,6 млрд долл., тогда как стоимость слияний и поглощений за тот же период превысила 117,3 млрд долл. Таким образом, на передел собственности в отрасли было затрачено в 1,6 раза больше средств, чем на ее развитие.

Таблица 6.1. Инвестиции в нефтяной сектор, млрд долл.

Капиталовложения	2000-2004 гг.	2005-2009 гг.	2010-2015 гг.	2016-2025 гг.	2026-2030 гг.	2009-2030 гг.
Добыча с ГРП	33,5	85,9	110-111	109-112	272-278	491-501
Транспорт	11,6	30,1	31-32	17-18	23-23	71-74
Нефтепереработка	6,6	14,5	21-22	8-9	18-19	4-5

Примечание. Оценка объема инвестиций представляет значительные трудности в связи с несовершенством отраслевой и государственной статистики, несовпадением заявленных и фактических объемов инвестиций, изменения уровня издержек, колебаний курса доллара.

Источник: ЭС-2030, Росстат, оценка Института энергетической стратегии.

В целом, существующий уровень инвестиций в нефтедобывающей промышленности достаточен для ее развития и необходимости в его радикальном увеличении нет. Доля нефтяной промышленности в капитальных вложениях в экономику России уже весьма значительна и достигает 17 %. Вместе с тем необходимо повышение эффективности инвестиций в добычу и транспортировку нефти.

В 2005-2009 гг. *в развитие нефтепереработки* в России было вложено около 15 млрд долл. по сравнению с 6,6 млрд в 2000-2004 гг., или в 2,4 раза больше. К 2008 г. объем инвестиций превысил 4 млрд долл., но в 2009 г. упал до 3 млрд долл. (с учетом изменения курса). В 2008 г. лидерами по объему капитальных вложений в нефтеперерабатывающую промышленность России были ОАО «Татнефть» (22,1 %), ОАО «ЛУКОЙЛ» (16,6 %), ОАО «Башнефтехим» (12,9 %) и ОАО «Сургутнефтегаз» (11,7 %), суммарно обеспечившие 76,6 % инвестиций в отрасль. Основные объемы инвестиций в 2000-е гг. были направлены на модернизацию существующих НПЗ, причем в большинстве случаев не на коренную модернизацию, а на строительство отдельных установок для выпуска некоторых наиболее востребованных видов продукции.

В 2000-е гг. начали реализовываться первые проекты строительства новых крупных НПЗ на территории России. С 2008 г. Татнефть ведет строительство нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса в Нижнекамске (ОАО «Танеко»). Уникальность комплекса заключается в глубокой переработке тяжелой, высокосернистой нефти – до 96,9 %. В 2010 г. запущены первые объекты первой очереди завода. В 2011 г. ожидается завершение первой

очереди завода мощностью 7 млн т. С завершением строительства второй очереди суммарная мощность комплекса будет доведена до 14 млн т⁹².

Несмотря на значительный объем инвестиций, состояние российской нефтепереработки улучшилось незначительно. Для развития российской нефтепереработки уже в 2010-2015 гг. необходимо вложить 21-22 млрд долл., или более 4 млрд долл. в год. Такой уровень достижим при условии реализации ключевых инвестиционных проектов и улучшения условий инвестирования.

Развитие нефтяного комплекса в 1990-2010-е гг. сопровождалось фундаментальными сдвигами во внутренней структуре отрасли.

- *Произошла переориентация нефтепереработки с внутреннего на внешний рынок. Трансформация структуры спроса на нефтепродукты сделала современную структуру мощностей неадекватной требованиям рынка. Мощности вторичных и третичных процессов оказались недостаточны по сравнению с мощностями первичных процессов. Как следствие, экспортируется большое количество мазута, который используется в Европе в качестве сырья для дальнейшей переработки. Такая схема неэффективна и требует изменения.*

- *Институциональная среда также оказала свое влияние на отрасль, обеспечив ее в период массовой приватизации и залоговых аукционов огромными ресурсами на долгое время и снизив, тем самым, необходимость в проведении геологоразведочных работ.*

- *Слабое регулирование производственно-технических аспектов эксплуатации месторождений и отсутствие эффективного контроля за их разработкой привели к тому, что значительное число компаний получили возможность практически свободно распоряжаться природно-ресурсным потенциалом, предоставленным им при переоформлении прав на пользование недрами (по ранее разрабатываемым месторождениям), а также по итогам конкурсов (аукционов) по новым участкам недр. Это способствовало применению компаниями «хищнических» технологий добычи, приводивших к систематическому уменьшению степени извлечения запасов нефти (КИН).*

- *Фискальная направленность системы налогообложения, не учитывающая особенностей добычи углеводородных ресурсов на тех или иных месторождениях, содействовала разработке наиболее рентабельных месторождений и консервации низкодебитных. Отсутствие законодательных стимулов для разработки новых нефтегазоносных провинций привело к тому, что практи-*

⁹² Отмеченное в подразделе 4.3.2 введение в действие новой формулы экспортных пошлин на светлые и темные нефтепродукты может, по мнению руководства Татнефти, привести к тому, что придется отложить строительство второй очереди комплекса, поскольку в новых условиях срок его окупаемости возрастает с 7 до 15 лет. Более того, работа даже построенных мощностей будет убыточной (порядка 34 млрд руб. за период до 2016 г.). Минфин России подтверждает, что от ввода новой формулы пострадают Татнефть и Башнефть, перерабатывающие высокосернистую нефть. Для возмещения этим компаниям выпадающей прибыли Минфин РФ рассматривает различные варианты компенсаций, включая предоставление им льгот по тарифам на транспортировку и снижение НДС для некоторых сортов нефти (Коммерсантъ, 23 мая 2011 г., № 90/П).

чески вся добыча углеводородных ресурсов была сосредоточена в «старых» районах. В то время, как инвестиции в развитие «новых» провинций осуществлялись в гораздо меньших объемах.

- Изменения в законодательном регулировании сектора, предпринимавшиеся государством, носили частый и несистемный характер. Отсутствие законодательной поддержки малым и средним компаниям создавало для них заведомо неравные условия по сравнению с крупными вертикально интегрированными структурами, обладающими большими финансовыми возможностями и «административным ресурсом». Это, в свою очередь, вело к снижению конкуренции в секторе.

Между тем, поддержание и наращивание добычи нефти требует масштабных инвестиций в освоение новых районов и месторождений нефти, создания необходимой инфраструктуры. Для этого необходима реформа налогообложения нефтедобычи с переходом от плоской шкалы НДПИ к его дифференциации в зависимости от геологических и инфраструктурных условий, либо к налогу на дополнительный доход (НДД).

В то же время снижение спроса на европейском рынке требует переориентации поставок на рынок стран АТР, а конкуренция на мировом нефтяном рынке – снижения издержек и повышения эффективности компаний.

6.2. Развитие газовой промышленности в 1990-2010-2030 гг.: неиспользованный потенциал отрасли

Газ – стратегический первичный энергоноситель наряду с нефтью, который одновременно является и конечным потребительским продуктом. Его доля в структуре суммарного производства топлива и энергии в стране достигает 42-43 %, в структуре внутреннего потребления – 54 %, в экспорте ТЭР – 27 %. Газовая отрасль играет несколько меньшую роль в экономике, чем нефтяная, но является основой внутреннего энергопотребления, особенно в европейской части России.

6.2.1. Организационная структура: «Газпром» и другие компании

В газовой отрасли сохранился государственный контроль и ведущая роль одной государственной компании, сочетающей функции как естественной монополии, так и рыночных структур. Это способствовало стабильности работы отрасли в 1990-е гг., но в то же время снизило ее гибкость и эффективность, что наиболее ярко проявилось в 2000-е гг. как на внутреннем рынке, так и на внешнем.

В отличие от нефтяной отрасли, в газовой промышленности монополизация и приватизация носили весьма ограниченный характер. Как уже было отмечено в подразделе 3.3.3, в 1989 г. вместо Министерства газовой промышленности СССР был образован Государственный газовый концерн «Газпром». На его базе в 1993 г. создано Российское акционерное общество «Газпром», с закреплением в федеральной собственности 40 % акций РАО, переименованное в 1998 г. в Открытое акционерное общество «Газпром». Таким образом, в ходе приватизации предприятий отрасли государство вначале, фактически, утратило контроль над Газпромом, но в 2000-е гг. снова сумело консолидировать в федеральной собственности контрольный пакет акций компании.

Большое значение в отрасли имеют и так называемые независимые производители газа, которые начали формироваться в 1990-е годы. В частности, в 1994 г. было создано ОАО «НОВАТЭК», которое к настоящему времени стало, в том числе и в результате поддержки государства, крупнейшим в России независимым производителем природного газа и второй по добыче природного газа в России компанией после ОАО «Газпром». С 1994 г. в газовом бизнесе участвует ООО «Нефтегазовая компания «Итера», позиционировавшаяся в 1990-е гг. основой независимого сектора производства газа. Кроме независимых компаний, добычу газа осуществляют ВИНК, интересы которых также связаны с добычей попутного нефтяного газа, а также региональные газовые компании и операторы СРП⁹³.

Таким образом, в настоящее время, в добыче газа доминирующее положение занимает ОАО «Газпром» (79 % всей добычи газа в России), однако его доля стремительно сокращается за счет опережающего развития добычи газа независимых производителей и ВИНК.

Независимые производители газа (НПГ – более 70 компаний), занимающиеся разработкой сравнительно небольших локальных месторождений в пределах Единой системы газоснабжения (ЕСГ), обеспечивают порядка 7 % добычи. Наиболее крупным независимым производителем газа является ОАО «НОВАТЭК», который обеспечивает почти 78,6 % добычи природного газа НПГ, уступает ОАО «Газпром» по объему добычи более чем в 10 раз.

Доля нефтяных компаний в добыче газа растет, и в 2009 г. достигла 9,6 %.

Региональные газовые компании – ОАО «Норильскгазпром», ОАО «Якутгазпром», ОАО «Таймыргаз», ООО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» – работают в районах, изолированных от ЕСГ. Их доля в обеспечении российской добычи составляет менее 1 %.

Доля компаний-операторов СРП в общероссийской добыче газа составила в 2009 г. 3 %. Она растет за счет выхода на проектную мощность первой очереди проекта «Сахалин-1» и начала промышленной добычи газа на проекте «Сахалин-2».

⁹³ К сожалению, не только в СМИ, но и в специальной литературе зачастую происходит смешение (а то и подмена) понятий «Газпром» и газовая отрасль России, что далеко не так безобидно, как это может показаться на первый взгляд. Более того, возьмем на себя смелость заявить, что такая подмена понятий просто вредна и самому ОАО «Газпром», и России в целом.

Переработка природного и попутного газа осуществляется на газоперерабатывающих заводах ОАО «Газпром», ОАО «СИБУР» и нефтяных компаний.

ОАО «Газпром» в соответствии с Федеральным законом «О газоснабжении» как собственник и оператор Единой системы газоснабжения (ЕСГ) страны осуществляет магистральный транспорт природного газа. За пределами ЕСГ страны эту функцию осуществляют, как правило, региональные газовые и газотранспортные компании.

Газораспределением и реализацией природного газа в России занимаются ООО «Межрегионгаз» (дочернее предприятие ОАО «Газпром») и его структуры, ОАО «Росгазификация», региональные компании газоснабжения и газификации.

Экспорт природного газа с 20 июля 2006 года регулируется Федеральным законом «Об экспорте газа», который предоставляет исключительное право на экспорт газа организации – собственнику Единой системы газоснабжения или ее дочернему обществу, то есть ОАО «Газпром» (ООО «Газпром экспорт»). До принятия этого закона принцип единого экспортного канала регулировался решением Президента РФ, закрепленным в соответствующем Указе. В 2009 г. независимый от ОАО «Газпром» экспорт сжиженного природного газа начала компания «Сахалин Энерджи» – оператор проекта «Сахалин-2».

После завершения реформы электроэнергетики газовая промышленность является единственной отраслью ТЭК, где сохраняется естественно-монопольная организационная структура отрасли (именно отрасли в целом, а не отдельных видов деятельности). Следует отметить, что, строго говоря, естественной монополией является только транспорт газа, но не его добыча. Такое положение приводит к тому, что государство является одновременно и владельцем основных активов в отрасли, и регулятором их управления. С учетом лоббистских возможностей как Газпрома, так и НОВАТЭКа и нефтяных компаний, это создает высокие риски коррупции и неэффективного управления.

Оценка реформирования газовой отрасли и ее дальнейших перспектив неоднозначна.

С одной стороны, сохранение доминирующей компании снизило издержки дезорганизации и перераспределения в 1990-е годы. Газпром был ключевым налогоплательщиком в бюджет в 1990-е гг., формируя до 40 % его доходов, и это при регулируемых и низких внутренних ценах на природный газ. Добыча природного газа упала намного слабее, чем добыча нефти (13 % против 40 %).

С другой стороны, динамика добычи объясняется не столько организационной структурой отрасли, сколько состоянием производственных активов отрасли. Так, если нефтяная отрасль в СССР быстро росла в 1960-1970-е гг., а в 1980-е гг. добыча нефти в России уже стагнировала, то добыча газа за 1980-е гг. в РСФСР возросла в 2,5 раза. Соответственно, производственные фонды газовой отрасли были на 15-20 лет моложе, чем в нефтяной отрасли.

Кроме того, именно в конце 1980-х – начале 1990-х гг. было завершено строительство экспортных газотранспортных систем, а сбыт был гарантирован долгосрочными контрактами. При этом сравнительно низкие регулируемые внутренние цены привели к тому, что спрос на энергоносители внутри страны сдвинулся в пользу газа от угля и мазута (в первую очередь в электроэнергетике). Следовательно, и спад спроса на природный газ был ниже, чему способствовала и его жизнеобеспечивающая роль.

Таким образом, по всем трем ключевым параметрам – издержки переходного процесса, динамика спроса и исходные технологические и производственные показатели – газовая отрасль находилась в лучшем положении, чем нефтяная. Поэтому ее успехи нельзя однозначно связывать с более «аккуратным» реформированием.

Тем не менее, по-видимому, сохранение Газпрома как государственной доминирующей компании было в 1990-2000-е гг. оправданным. Опыт реформы электроэнергетики показывает, что демонополизация и приватизация приводят не к повышению эффективности, снижению цен и росту инвестиций, а к росту перераспределительной активности, монополизму и производственным проблемам.

С другой стороны, в 1990-2000-е гг. очень остро стояла проблема эффективности работы Газпрома и государственного контроля над ней, причем в 2000-е гг., по мере роста финансовых ресурсов компании, она только обострилась.

Для решения этой проблемы требуется не приватизация и демонополизация добычи газа путем деления Газпрома, что в условиях падения добычи на его базовых месторождениях просто преступно, а четкое разделение всей работы компании по видам деятельности (добыча – транспорт – сбыт – экспорт). Кроме того, государство должно стимулировать развитие добычи независимых производителей газа и ВИНК, на балансе которых находится значительно большие объемы запасов газа, которые пока не соответствуют их доле в общероссийской добыче голубого топлива.

6.2.2. Внутренний рынок и цены на газ: регулируемые тарифы или *net back*?

Регулируемые государством тарифы на внутреннем рынке природного газа постоянно росли в 2000-е гг., а согласно принятым решениям, их рост продолжится, несмотря на негативные макроэкономические последствия.

Сохранение естественно-монопольной организационной структуры отрасли определяет структуру газового рынка. В отличие от рынка нефти и нефтепродуктов, газовый рынок разбит на два сегмента: регулируемый (80 % внутреннего потребления газа) и нерегулируемый (20 %). Принципиальная структура рынка в 2000-е гг. по сравнению с 1990-ми гг. не изменилась.

В регулируемом сегменте внутреннего рынка работает ОАО «Газпром». Он реализует газ по **оптовым ценам**, устанавливаемым Федеральной службой по тарифам (ФСТ) в соответствии с решениями Правительства Российской Федерации о предельных минимальных и максимальных параметрах этих цен (отклонение в различные периоды допускается на $-10\% \div +50\%$).

Оптовые цены на газ дифференцируются по ценовым поясам, количество которых постоянно увеличивается. Так, до 2000 г. их было 7, с 2006 г. — 13, а с 2009 г. - 60 (61) – индивидуально для каждого региона и для отдельных изолированных зон. Оптовые цены на газ, устанавливаемые ФСТ, также

различаются для населения и промышленных потребителей. Цены для населения ниже цен для промышленных потребителей в среднем на 24-25 %, причем для промышленных потребителей ставки дифференцированы в зависимости от их объема потребления природного газа. При определении поясных цен введена единая зависимость изменения цены газа от расстояния его транспортировки конечному потребителю.

Конечная цена газа для промышленных потребителей и населения складывается из регулируемой оптовой цены на газ, тарифа на услуги по транспортировке газа по распределительным сетям и снабженческо-сбытовой надбавки (последние два параметра устанавливаются региональными властями). ОАО «Газпром» получает выручку от продажи газа по оптовой цене, газораспределительные организации – транспортный тариф, региональные компании по реализации газа – плату за снабженческо-сбытовые услуги. Как правило, превышение розничных цен на газ над средними оптовыми ценами для промышленных потребителей составляет 15-16 %, а для населения розничные цены обычно выше оптовых на 30-50 % из-за больших издержек на поставки газа распределенным потребителям.

В нерегулируемом сегменте цены определяются условиями прямых договоров потребителей и независимых производителей газа, зачастую в условиях отсутствия реальной альтернативы источника поставок⁹⁴. Как правило, цены на газ в нерегулируемом сегменте на 30-40 % выше, чем в регулируемом.

На внутреннем газовом рынке в последние годы происходит увеличение доли независимых производителей вследствие применяемой ими более гибкой ценовой политики. В среднем, цены независимых поставщиков на 5 % ниже так называемой лимитной цены и на 15-25 % ниже свободной цены. Кроме того, ОАО «Газпром» требует предоплату за газ в размере 50 % и не соглашается на снижение предусмотренных контрактами объемов закупок.

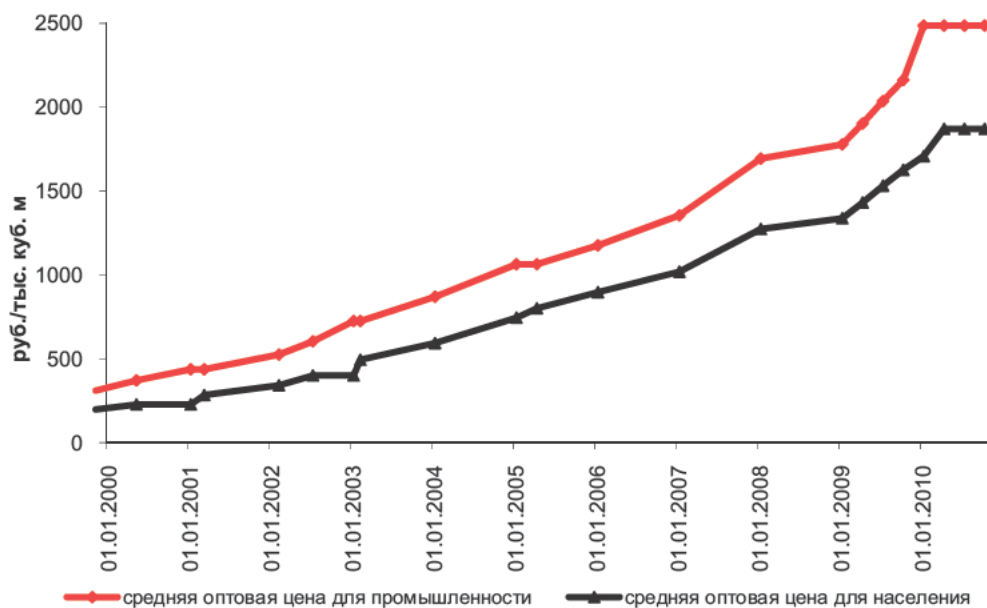
В 2006-2008 гг. осуществлялся эксперимент, в рамках которого работала **электронная торговая площадка (ЭТП МРГ)**, где отрабатывались биржевые технологии реализации газа конечным потребителям. В 2008 г. ОАО «Газпром» было разрешено продать по этой схеме до 7,5 млрд куб. м газа, а независимым продавцам — 6,5 млрд куб. м (в 2007 г. – по 5 млрд куб. м). В среднем, за 2007-2008 гг. цены на газ на ЭТП МРГ превышали регулируемые на 37 %. В 2008 г. было реализовано 6,09 млрд куб. м, что на 1,01 млрд куб. м меньше, чем в 2007 году. Основная причина – наличие газа по регулируемым ценам в условиях снижения спроса, связанного с экономическим кризисом, когда биржевая торговля оказалась менее востребованной. С января 2009 г. торги прекратилась из-за того, что не вышло соответствующее постановление правительства вследствие разногласий между ФАС России, Минэнерго России и ООО «Межрегионгаз» по вопросу о возможности перепродавать газ, приобретенный по регулируемым ценам, по свободным ценам.

В настоящее время федеральными органами исполнительной власти согласовывается проект постановления Правительства РФ, в котором предусмотрено право ОАО «Газпром» реализовывать газ по нерегулируемым государством

⁹⁴ Так, вплоть до начала активной работы ЭТП МРГ (2007 г.) ОАО «НОВАТЭК» являлось практически безальтернативным поставщиком для хозяйствующих субъектов Челябинской, Курганской и Тюменской обл., ООО НГК «Итера» доминировало в Свердловской области.

ценам на электронных торговых площадках и товарных биржах.

Регулируемые тарифы на внутреннем рынке в 2000-2011 гг. постоянно росли (рис. 6.11). Только в 2008 г. оптовые цены на газ для промышленных потребителей были увеличены в среднем на 24,7 %, для населения – на 26,6 %. Пересмотр темпов роста цен на газ в кризис оказался незначительным и коснулся в основном сдвига сроков, но не его конечной величины.



Примечание Цены на 2011 г. приведены согласно утвержденным на 2010 г. тарифам по состоянию на 01.01.2011
Источник: ФСТ РФ.

Рис. 6.11. Динамика изменения средних оптовых цен на газ для населения и промышленности РФ, 2000-2011 гг.

В 2009 г. среднегодовые темпы роста цен составили 15,9 %, в 2010 г. – 15 %. Это позволило отчасти компенсировать потери ОАО «Газпром» от снижения экспорта и падения европейских цен на газ, но в условиях кризиса значительно осложнило положение всех крупных потребителей газа в России и имело негативные макроэкономические последствия. За счет постепенного роста цен ОАО «Газпром» в 2009 г. впервые получило прибыль от продаж на внутреннем рынке в размере около 70 млрд руб. В 2010 г. внутренний рынок обеспечил уже 10 % валовой прибыли концерна.

В апреле 2006 г. Правительство России приняло новое постановление о совершенствовании государственного регулирования цен на газ. Им установлено, что с 1 января 2011 г. поставка добываемого Газпромом и его аффилированными структурами газа по договорам (в том числе долгосрочным) всем потребителям (кроме населения) будет осуществляться по оптовым ценам, определяемым по формуле цены газа, утверждаемой Федеральной службой по

тарифам РФ. Эта цена должна обеспечивать равную доходность поставок газа на внешний и внутренний рынки.

Правительство РФ 30 ноября 2006 г. приняло решение, предусматривавшее поэтапное увеличение предельных параметров изменения регулируемых оптовых цен на газ с доведением их до уровня равной выгоды с экспортными ценами к 2011 году⁹⁵. В соответствии с этим решением, оптовые цены на газ намечалось повысить в 2008 г. на 25 %, в 2009-2010 гг. — на 27,7 % ежегодно с выходом в 2010 г. на уровень 98,6 долл. США за 1 тыс. куб. м.

Впоследствии предполагалось, что внутренние цены на газ будут определяться на основе экспортных цен путем вычета из последних таможенных пошлин и транспортной (в т. ч. транзитной) составляющей (так называемый принцип *net back*)⁹⁶. Другими словами, внутренние цены на газ за неполные четыре года планировалось удвоить, а впоследствии привести в соответствие с экспортными.

В конце мая 2007 г. Правительство России приняло постановление «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ», которым в качестве предельного максимального уровня оптовых цен на газ предусмотрено использовать регулируемые оптовые цены на газ, устанавливаемые исходя из определяемых Правительством средних темпов роста оптовых цен. Регулируемые оптовые цены на газ намечалось увеличить в 2007 г. на 60 %, в 2008 г. — на 50 %, с 1 января 2009 г. — на 40 %, с 1 июля 2009 г. — на 30 %, с 1 января 2010 г. — на 20 % и с 1 июля 2010 г. — еще на 10 %.

Правительство Российской Федерации 31 декабря 2010 г. приняло постановление № 1205, которым предусмотрено «дальнейшее совершенствование государственного регулирования цен на газ» в направлении его постепенной либерализации. Постановление предусматривает переходный период 2011-2014 гг., в течение которого будут созданы условия для практического применения рыночных, т.е. основанных на принципах равной доходности, методов ценообразования на газ, добываемый Группой «Газпром». С целью постепенного доведения в этот переходный период цен до уровня равной доходности ФСТ России поручено устанавливать понижающие коэффициенты, которые являются составными частями формулы цены на газ и «учитывают особенности ценообразования на внутреннем рынке». Правительством РФ установлены также пределы отклонений рассчитываемых по формуле цен от среднего уровня, которые составят от -3 до +3 процентных пунктов. Указанные принципы ценообразования будут применяться при поставках газа всем потребителям (кроме населения).

После достижения цен до уровня равной доходности (т.е. уровня *net back*) предполагается отказ от регулирования цен, за исключением цен для населения.

Необходимость введения принципа *net back* обосновывалась, во-первых, необходимостью ликвидации субсидирования потребителей на внутреннем рынке, во-вторых, необходимостью создания свободного рынка, в-третьих, необходимостью устранить приоритетность экспортных поставок для Газпрома по уровню прибыли, что приводило к дефициту газа на внутреннем рынке.

Но вследствие падения спроса на внешнем и внутреннем рынке проблема дефицита газа исчезла. Свободный рынок природного газа в условиях сложившейся

⁹⁵ Протокол заседания Правительства Российской Федерации от 30 ноября 2006 г. № 42.

⁹⁶ Подробнее об этом см. подраздел 4.3.3.

структуры отрасли неизбежно будет искаженным в пользу монополиста – Газпрома. Представляется, что введение принципа net back без соответствующей наладки всего механизма ценообразования и налогообложения в стране будет иметь весьма негативные макроэкономические и социальные последствия, способствуя росту инфляции, подрыву конкурентоспособности отечественных товаропроизводителей и замедлению экономического роста в целом.

Аргументы в пользу повышения цен состоят также в том, что Газпрому требуются средства для реализации масштабных инвестиционных программ освоения новых районов добычи, а потребители в условиях роста цен будут вынуждены повысить энергетическую эффективность своей деятельности. Но в реальности второй тезис не работает. В условиях общей монополизированности российской экономики и слабой работы антимонопольных служб, дополнительные издержки от роста цен на энергоресурсы просто перекладываются через рост цен на свои товары и услуги на потребителя. Более того, при выполнении других условий (организационных, технических, правовых) текущий уровень цен уже достаточен для энергосбережения.

Что касается инвестиционных программ Газпрома, то значительная часть их средств направляется на финансовые вложения, а не на капитальные затраты, а эффективность этих программ вызывает большие вопросы с точки зрения себестоимости строительства.

Наконец, в долгосрочном плане высокие внутренние цены могут играть определенную дестимулирующую роль в потреблении природного газа. Между тем в связи с ограниченностью европейского рынка газа для ОАО «Газпром» внутренний рынок может стать основным. Поэтому, максимизируя доходы в кратко- и среднесрочной перспективе, Газпром может подорвать перспективы внутреннего рынка в долгосрочном плане в пользу иных источников энергии или независимых производителей.

6.2.3. Поставки природного газа на внутренний рынок: сдерживание или стимулирование спроса?

В докризисный период Газпром ориентировался на более прибыльные поставки на экспорт, но в последние два года ситуация изменилась, и теперь внутренний рынок с гарантированными ценами стал для компании важным приоритетом.

Как уже неоднократно отмечалось, поставки природного газа на внутренний рынок в 1990-2010 гг. осуществлялись по регулируемым ценам. При этом до 1997 г. в реальном выражении они быстро росли (особенно в долларовом выражении, из-за укрепления рубля). В ходе кризиса 1998 г. рост временно приостановился, а в долларовом выражении цены упали. В 2000-е гг. рост цен возобновился.

В 1990-е гг. фактором спада потребления природного газа был кризис в промышленности, а фактором роста – переориентация электроэнергетики на использование газа вместо мазута и угля, что смягчило кризис в газовой отрасли за счет других отраслей. Это поощрялось относительной дешевизной газа. Дополнительным фактором стабилизации внутреннего потребления газа в России был достигнутый уровень газификации жилищно-коммунального хозяйства и программы газификации регионов страны.

В 2000-2007 гг. в России наблюдался устойчивый рост потребления природного газа, в среднем более 2 % в год. В результате за этот период оно выросло на 18,3 % (на 72,7 млрд куб. м), достигнув 470,4 млрд куб. м. И только в 2008 г., впервые с 2000 г., потребление газа в стране снизилось (на 1,3 % к уровню предыдущего года). Снижение внутреннего потребления газа по итогам 2008 г. обусловлено как кризисными явлениями в национальной и мировой экономике, так и продолжившимся в течение года ростом регулируемых цен на газ, что в условиях наступившего кризиса было особенно болезненным для целого ряда потребителей. В 2009 г. внутреннее потребление газа в стране снизилось до 437,4 млрд куб. м, а в 2010 г. практически вернулось к докризисному уровню, существенно превысив его в промышленности, хотя электроэнергетика продолжила отставать.



Примечание. Прогноз ЭС-2030 включает базовый и инновационный сценарии, график построен на основе средних значений.

Источник: Институт энергетической стратегии, Росстат.

Рис. 6.12. Потребление газа в России по секторам экономики

Несмотря на отмеченный рост внутреннего потребления газа в 2000-е гг., его структура не претерпела существенных изменений. Наибольший прирост потребления газа за 2000-2009 гг. обеспечили предприятия электроэнергетики (12,5 млрд куб. м, или 19,9 % от общего прироста газа в стране) и промышленности (23,9 млрд куб. м, или 38,5 %) (рис. 6.12). В нефтяной промышленности потребление увеличилось в 2,3 раза, в цементной – на 28,6 %, нефтехимической – на 13,0 %, агрохимической промышленности (производство азотных удобрений) – на 18,1 %. Промышленный рост привел к росту потребления топлива газоемкими отраслями, а экономический рост в целом – к росту спроса на электроэнергию.

На региональном уровне лидерами газопотребления являются Приволжский и Центральный ФО, на совокупную долю которых приходится почти 51 % коммерческого потребления газа в стране. Структура регионального потребления в целом менялась незначительно за прошедший период. Наиболее высокие ежегодные темпы прироста потребления газа за рассматриваемый период были отмечены в Дальневосточном ФО за счет быстрого роста добычи и постепенной газификации региона.

Таким образом, внутренний спрос на газ в стране сравнительно быстро восстановился и уже через год вернулся на максимальный докризисный уровень. При этом экспортные поставки ОАО «Газпром» докризисного уровня пока не достигли. Более того, в условиях высоких цен на нефть и соответственно цен на газ по долгосрочным контрактам ОАО «Газпром» в Европе, сложно ожидать роста спроса на российский газ в регионе. Учитывая это, российский газовый монополист все пристальнее изучает перспективы российского газового рынка, который постепенно перестает быть «социальной нагрузкой» на компанию и обретает хорошие коммерческие перспективы.

6.2.4. Международный газовый рынок в зоне интересов России: кризис системы долгосрочных контрактов в Европе и проблема рыночных условий в СНГ

В силу особенностей организации и конъюнктуры газового рынка система долгосрочных контрактов в Европе, по которым осуществляется российский экспорт, подвергается сомнению и критике, особенно со стороны руководства Евросоюза. При любом варианте развития событий необходимо повышение гибкости российской экспортной политики.

Исключительное право экспорта природного газа из России по российскому законодательству принадлежит ОАО «Газпром» как оператору Единой системы газоснабжения в лице дочернего предприятия ООО «Газпром экспорт». Экспорт осуществляется преимущественно по долгосрочным

контрактам, заключенным с газовыми компаниями в Европе в рамках межгосударственных соглашений.

С одной стороны, политика единого экспортного канала позволяет продавать единый продукт «российский природный газ» и усиливает переговорные позиции России на мировом рынке.

С другой стороны, подобная схема поставок вызывает целый ряд проблем во взаимоотношениях с европейскими партнерами при сбыте российского природного газа.

Европейский газовый рынок: кризис системы долгосрочных контрактов

Основу европейского рынка, играющего для России основную роль, составляет система долгосрочных контрактов (72 % от общего объема поставок), характерная для начального этапа развития рынка газа. Минимизация риска поставок обеспечивается применением механизма долгосрочных контрактов типа «бери или плати», а ценового риска – применением формулы ценообразования «издержки плюс» ($cost+$), в рамках которой цена газа устанавливается по принципу: издержки плюс налоги плюс приемлемая рентабельность⁹⁷. Эта система, к которой присоединился как экспортер газа и Советский Союз (соглашение «газ в обмен на трубы» между СССР и ФРГ и т.п.), стабильно работала в 1960-2000-е годы.

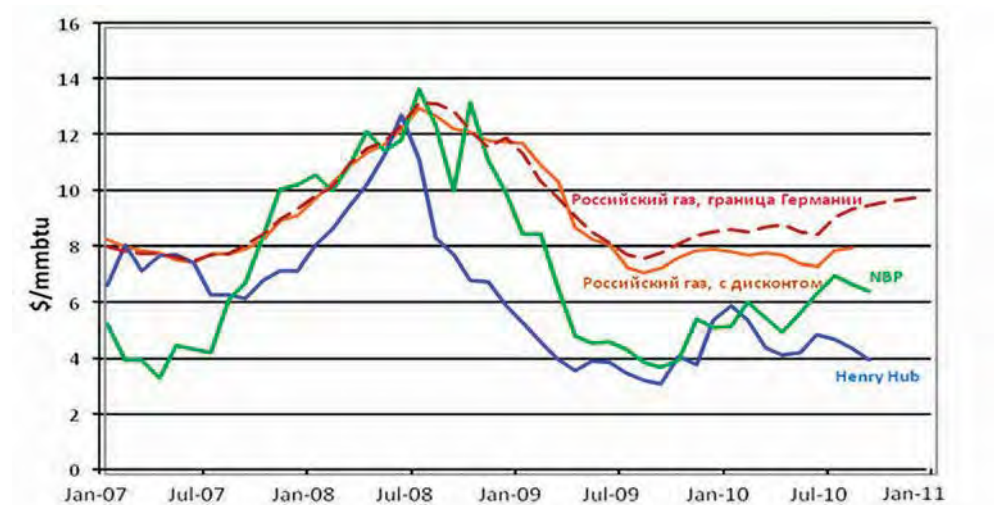
Но в 2000-е гг. европейский рынок газа вступил в следующий этап своего развития — этап полноценного газового рынка. Именно при переходе к этому этапу (или к стадии интенсивного развития) происходит смена доминирующей формулы ценообразования и вида контрактов (от долгосрочных к среднесрочным и краткосрочным). А с развитием разветвленной инфраструктуры и ростом числа поставщиков газа стал возможен и рынок наличного товара с немедленной (спот) и отсроченной (форвард) поставкой. Тем самым на европейском рынке, как ранее на североамериканском и британском, стал реализовываться принцип множественности покупателей и поставщиков.

Мировой финансово-экономический кризис ускорил объективный ход событий. На европейский рынок газа, просевший с наступлением кризиса, обрушились избыточные объемы сжиженного природного газа (СПГ), появившиеся в результате масштабного единовременного ввода новых мощностей по сжижению газа в мире (проекты в Катар, Австралии, Индонезии, Нигерии и других странах), мощностей по регазификации в странах Европы и практического отказа от импорта СПГ в США в связи с так называемой сланцевой революцией.

В результате в 2009-2010 гг. система долгосрочных контрактов на европейском рынке, оказалась в остром кризисе. Избыток предложения газа привел к тому, что в 2009 г. и в течение практически всего 2010 г. уровень цен на газ на торговых площадках был существенно (иногда – более чем в два раза) ниже цен по долгосрочным контрактам ОАО «Газпром», привязанных к докризисным ценам 2008 г. на нефтепродукты. Это подталкивало контрагентов

⁹⁷ Подробнее о закономерностях развития энергетических рынков, в том числе рынков газа, этапах их формирования и присущих каждому этапу принципах ценообразования см.: Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (Газовая промышленность России). М.: МГФ «Знание», ГЭИТИ, 2005.

Газпрома сокращать объем отбора российского газа, увеличив закупки газа на спотовом рынке и у других поставщиков газа, цены которых были в большей степени привязаны к ценам срочного рынка (рис. 6.13).



Источник: Stern J. The Transition Away From Oil-Linked Gas Prices in Europe. Выступление на Конференции WIEN (World Independent Energy Network) «Энергетические проблемы в Европе и российско-украинское сотрудничество» (ENERGY ISSUES IN EUROPE AND RUSSIA-UKRAINE COOPERATION), 07.12.2010, Киев, Украина.

Рис. 6.13. Ценовая конъюнктура европейского газового рынка

Так, средневзвешенная цена рынка «спот» в центральной и юго-восточной Германии равнялась на максимуме цен в январе 2009 г. – 326,4 долл./тыс. куб. м (из-за российско-украинского газового конфликта), а контрактная цена «Газпрома» – 576,7 долл./тыс. куб. м. На минимуме цен в сентябре средневзвешенная цена рынка «спот» равнялась 136,4 долл./тыс. куб. м, а контрактная цена Газпрома – 222,5 долл./тыс. куб. м.

Особенно остро эта ситуация проявилась в первом квартале 2009 г., когда в странах ЕС снижалось потребление, а цена российского газа оставалась на уровне четвертого квартала 2008 г., в то время как другие поставщики уменьшали цены на газ. Это привело к сокращению поставок газа в страны Западной Европы.

В условиях спада спроса и давления на долгосрочные контракты ОАО «Газпром» проявило гибкость в отношении с партнерами. Учитывая беспрецедентную ситуацию на европейском газовом рынке, Газпром согласился на предоставление скидок в размере до 15 %, снижение обязательных объемов выборки газа, отказался от взимания штрафов за невыборку минимального объема поставок по контрактам, перевел часть поставок на режим привязки к спотовым ценам, повысил гибкость условий контрактов. При этом основные положения

контрактов, определяющие интерес между поставщиком и покупателем, остались неизбылемыми⁹⁸.

Таблица 6.2. Уровень ликвидности европейских спотовых газовых рынков

	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Соед. Королевство: National Balancing Point (NBP)	13,5	14,4	14,5
Бельгия: Zeebrugge (ZEE)	5,1	5,0	5,0
Австрия: Central European Gas Hub (CEGH)	2,6	2,9	3,0
Нидерланды: Title Transfer Facility (TTF)	3,7	3,2	3,0
Италия: Punto di Scambio Virtuale (PSV)	1,7	2,0	2,1
Германия: Net Connect Germany (NCG, EGT prior 2009)	1,6	1,8	2,1

Источник: Конопляник А.А. Третий энергетический пакет ЕС, присоединение Украины к Договору об Энергетическом Сообществе, эволюция механизмов ценообразования на газ в Европе – и последствия для российско-украинских газовых отношений. Выступление на Конференции WIEN (World Independent Energy Network) «Энергетические проблемы в Европе и российско-украинское сотрудничество» (ENERGY ISSUES IN EUROPE AND RUSSIA-UKRAINE COOPERATION), 07.12.2010, Киев, Украина.

В соответствии с закономерностями формирования газовых рынков существует значительная вероятность в перспективе полного перехода европейского газового рынка на спотовое ценообразование с соответствующим пересмотром системы долгосрочных контрактов, но этому пока препятствует ряд факторов.

Во-первых, инерция рынка: например, на конец 2009 г. портфель подписанных долгосрочных контрактов только со структурами ОАО «Газпром» на уровне минимальных обязательств (без учета перспективных объемов по газопроводу «Южный поток») обеспечивает сбыт 3,1 трлн куб. м газа до окончания срока действия подписанных контрактов (как правило, 20-25 лет).

Во-вторых, уровень ликвидности⁹⁹ на спотовом рынке должен составлять не менее 15 для обеспечения эффективного и безопасного ценообразования и энергоснабжения. Между тем, такой уровень ликвидности с трудом достигнут только в Великобритании (табл. 6.2), а в континентальной Европе он существенно ниже (для сравнения, на газовом рынке США он составляет 400, а на нефтяном рынке – 2000).

Наконец, к концу 2010 г. спотовые цены на природный газ вновь сблизились с ценами долгосрочных контрактов, поскольку провал цен 2009 г. был, во многом, обусловлен краткосрочными обстоятельствами: локальным избытком СПГ и экономическим кризисом, вызвавшим спад спроса на газ.

⁹⁸ Надо отметить, что прямое сопоставление контрактных и спотовых цен является неправомерным. Долгосрочные контракты по существу являются сервисными, предоставляющими покупателю не только гарантию поставок газа на значительный период, но и суточную гибкость, неравномерность поставок по году и обязательства со стороны продавца по восполнению покупателю в последующем объемов газа, ранее оплаченных им в рамках условий «бери или плати». Напротив, при спотовых поставках отношения продавца и покупателя газа ограничены одной сделкой.

⁹⁹ Уровень ликвидности – отношение оборота торгов к объему выставленных на торги контрактов.

Более того, закономерность формирования рынков газа состоит в том, что массовый переход к краткосрочным контрактам, как доминирующей форме соглашений между поставщиками и потребителями, станет возможным только тогда, когда завершится формирование базовой газовой инфраструктуры, окупятся произведенные ранее капиталовложения в долгосрочные капиталоемкие проекты по добыче и транспортировке газа. А на европейском рынке эти работы либо сейчас в самом разгаре, либо еще только предстоят¹⁰⁰.

Исходя из этих факторов, наиболее вероятным сценарием развития европейского газового рынка является постепенная эволюция долгосрочных контрактов. В формулах цены будет постепенно снижаться доля нефти и нефтепродуктов и возрастать доля электроэнергии, спотовых цен на природный газ, угля, инфляционных индексов. По такой модели развивались рынки Великобритании и Северной Америки. При этом ценообразование будет в нарастающей степени смещаться на спотовый рынок, реализованный в форме нескольких взаимосвязанных европейских хабов. Следует также понимать, что преждевременный отказ от долгосрочных контрактов в пользу краткосрочных ведет к увеличению рисков финансирования крупномасштабных инвестиционных проектов в газовой отрасли и перекладыванию этих повышенных рисков на производителей газа, для которых, таким образом, значительно возрастают финансовые издержки реализации данных проектов. В итоге капиталовложения в новые проекты могут резко сократиться. Именно в этом кроется одна из основных угроз энергетической безопасности, причем эта угроза тем более опасна, что она долгое время находится в скрытой форме, таится за видимым благополучием газовой отрасли.

Дополнительным фактором изменения газового рынка служит законодательство ЕС – Первая, Вторая и Третья газовые директивы ЕС (соответственно директивы 98/30/ЕС; 2003/55/ЕС; 2009/73/ЕС).

Первая газовая директива Еврокомиссии (1998 г.) предусматривала равный доступ всех поставщиков к газопроводам, постепенный отказ от долгосрочных контрактов в пользу спотового рынка и устранение запрета на реэкспорт газа, в том числе для контрактов, заключенных до ее принятия.

Вторая газовая директива (2003 г.) обязала вертикально интегрированные газовые компании выделять сбыт и транспортировку в разные юридические лица.

¹⁰⁰ Основные из них – Южный (Южно-Европейский) газовый коридор по доставке в Европу в обход России 45-90 млрд куб. м газа в год из Прикаспия и стран Ближнего и Среднего Востока, включая проект Nabucco; сеть газопроводов, соединяющих рынки Центральной и Юго-Восточной Европы – коридор «Север – Юг» в Восточной Европе; газовый коридор «Север – Юг» в Западной Европе; газозлектрический коридор для интеграции энергорынков стран Балтии (BEMIP) и др. Кроме того, предусматривается развитие и модернизация газотранспортной сети на юге Западной Европы для эффективной переброски природного газа, поступающего из Африки и терминалов по приему СПГ, и строительство ряда новых подземных и наземных хранилищ газа. Причем, поскольку ряд из этих проектов является коммерчески малопривлекательным, по инициативе Франции Еврокомиссия изучает возможность финансирования их из средств бюджета ЕС. Подробнее см.: Мастепанов А.М. Энергетика и геополитика – IX Форум «Клуба Ниццы»: некоторые итоги, выводы и комментарии. М.: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2011, 88 с./ Приложение к общ.-деловому, научному журналу «Энергетическая политика».

В 2009 г. была принята Третья газовая директива, являющаяся частью Третьего энергетического пакета Европейского союза¹⁰¹. В марте 2011 г. положения Третьей газовой директивы, равно как и всего Третьего энергетического пакета официально вступили в действие на всей территории стран Еврозоны.

Третий пакет предусматривает отделение естественно-монопольного сектора (транспортировка газа) от конкурентных секторов (производство и продажа газа). Это требует ликвидации вертикально интегрированных компаний, если они хотят работать на европейском газовом рынке. Причем эта норма относится не только к европейским компаниям, но и к зарубежным компаниям, поставляющим газ в страны ЕС¹⁰².

Третий пакет также вводит ограничения прав иностранных инвесторов в сфере энергетики (оговорка о третьих странах, *third countries clause*). Подконтрольные иностранным юридическим лицам операторы газотранспортных систем обязаны доказать, что такая структура собственности не угрожает надежности поставок. Это означает, что право собственности иностранных юридических лиц ставится в зависимость от субъективного решения Еврокомиссии. Таким образом, под угрозу экспроприации попадают активы ОАО «Газпром» в странах ЕС.

Согласно Третьей газовой директиве, компании из третьих стран смогут получить контроль над газотранспортными системами только в рамках государственного договора между Евросоюзом и данной страной, но для России заключение такого соглашения маловероятно.

В Брюсселе 4 февраля 2011 г. прошел первый энергетический саммит в формате встречи лидеров стран ЕС, подтвердивший приверженность Евросоюза усилению роли наднациональных органов в формировании и реализации энергетической политики. В частности, с 2012 г. под контроль ЕС попадают все соглашения, заключаемые на национальном уровне с третьими странами и компаниями из третьих стран.

В этой связи отметим, что Газпром вынужден следовать (и следует) нормам европейского конкурентного законодательства при осуществлении деятельности на территории стран ЕС. В частности, в настоящее время контракты на поставки газа покупателям в ЕС, заключенные ОАО «Газпром», не содержат запрета реэкспорта и иных антиконкурентных положений.

Таким образом, развитие европейского газового рынка в сочетании с принятыми в последние годы регулируемыми документами ставят Россию и ОАО «Газпром» перед необходимостью ускоренного поиска альтернатив традиционной системе долгосрочных контрактов, которая уже не в полной мере отвечает требованиям европейских покупателей природного газа. От того, насколько быстро ОАО «Газпром» предложит обновленную схему долгосрочных газовых взаимоотношений с Евросоюзом зависит будущее всей системы долгосрочных

¹⁰¹ Третий пакет включает также следующие документы: Электроэнергетическая директива ЕС – 2009/72/ЕС; Регламент о доступе к газовым сетям – (ЕС) №715/2009; Регламент о доступе к электроэнергетическим сетям – (ЕС) №715/2009; Регламент об Агентстве по сотрудничеству регулирующих органов – (ЕС) №713/2009.

¹⁰² Эстонский Eesti Gas – 37,2 %, польский Europogaz – 48 %, латвийский Latvijas Gaze – 34 %, литовский Lietuvos Dujos – 37,1 %, финский Gasum – 25 %, германские Wingas – 49,99 % и VNG – 5,26 %, британско-бельгийский Interconnector – 10 %.

контрактов и устойчивость положения России как крупнейшего поставщика газа на европейский рынок в долгосрочной перспективе.

Поставки в страны СНГ: болезненный переход от субсидирования к рынку.

Проблема организации экспорта в страны СНГ является одной из центральных в российской газовой политике. До 1990 г. поставки осуществлялись в рамках единого государства по нерыночным ценам советской экономики. В 1990-е гг. (до 2005 г.) цены по-прежнему определялись соглашениями между правительствами и компаниями не на рыночной, а на политической основе: заниженные цены на газ были одним из каналов влияния России на страны СНГ.

С 2005 г. «Газпром» начал компанию по переводу поставок газа в страны СНГ на рыночные принципы сотрудничества, отказавшись от практики предоставления им субсидий, которая была унаследована от советской эпохи. Теперь при заключении контрактов и поставках российского газа в эту группу стран применяется общепринятая формула цены, зависящая, в первую очередь, от конъюнктуры рынка и реальных рыночных цен на корзину нефтепродуктов. Таким образом, механизм формирования цены на газ для всех покупателей был сделан полностью понятным и прозрачным, ориентируясь исключительно на рынок и мировой опыт ведения газового бизнеса.

Наиболее болезненно переход на рыночные принципы ценообразования на российский газ осуществляется в отношении Украины и Белоруссии, крупнейших покупателей российского газа на постсоветском пространстве.

Ситуация с Украиной

В начале 2006 г. в рамках перехода к рыночным принципам поставок газа для стран СНГ Россия заменила единый контракт на поставку газа на Украину и на транзит через ее территорию в Европу двумя несвязанными контрактами – на поставку и на транзит. Следствием принятого решения, вполне ожидаемо, стал рост цен на газ для Украины. Это привело к первому российско-украинскому газовому конфликту и временному снижению поставок, не имевшему, однако, серьезных последствий.

Второй российско-украинский конфликт разгорелся на рубеже 2008-2009 годов. В декабре 2008 г. разногласия между Россией и Украиной по цене газа на 2009 г. и непогашенная задолженность Украины за ранее поставленный газ привели сначала к прекращению подачи российского газа для Украины, а затем и к остановке Украиной транзита российского газа в страны Южной и Центральной Европы. Прямые экономические потери Газпрома составили порядка 2 млрд долл. из-за снижения сбыта в Европе в период максимального уровня цен. Транзитный кризис подтолкнул страны ЕС и Россию к действенным шагам по созданию альтернативных экспортных маршрутов в обход Украины (Nabucco и «Южный поток»).

Газовый конфликт удалось разрешить только во второй половине января 2009 г. подписанием соответствующего долгосрочного контракта между ОАО «Газпром» и НАК «Нафтогаз Украины» на период с 2009 по 2019 годы. В соответствии с подписанным документом, Украина в принципе соглашалась с

переходом на общеевропейскую формулу цен. Но на 2009 г. Украина получила скидку в 20 %, одновременно был сохранен льготный тариф на перекачку российского газа через ее территорию. Соглашение было заключено на условиях «бери или плати», но в связи со спадом промышленного производства и спроса на Украине Нафтогаз в течение 2009 г. не выбирал минимальные объемы газа. В ноябре 2009 г. Россия и Украина договорились о том, что Нафтогаз оплатит только фактический объем потребления (27 млрд куб. м вместо предполагавшихся 40 млрд), что означало для украинской стороны экономию на штрафах в размере 7,8 млрд долларов.

В апреле 2010 г. Россия и Украина подписали новое дополнительное соглашение по поставкам газа. Скидка для Украины составила 100 долл. за 1 тыс. куб. м газа, но не более 30 % от цены газа, рассчитанной по формуле, которая обеспечивает равнодоходность с поставками на европейский рынок. Она касается поставок газа в объеме 30 млрд куб. м в 2010 г. и 40 млрд куб. м в 2011–2019 годах. Формула цены и условие «бери или плати» остаются без изменений. Потери России в рамках соглашения по сравнению с вариантом поставок тех же объемов природного газа по европейской формуле цены оцениваются в 4 млрд долл. в год. Однако указанные издержки в размере 4 млрд долл. в год, фактически, несет не ОАО «Газпром» как поставщик природного газа на Украину, а Федеральный бюджет РФ за счет обнуления вывозных таможенных пошлин на российский газ для этой страны (обычный размер пошлины составляет 30 % от стоимости природного газа). Таким образом, для ОАО «Газпром» эффективная цена поставок на Украину оказывается равнодоходной по отношению к поставкам в Европу.

Ситуация с Белоруссией

В отношении Белоруссии в конце 2006 – начале 2007 г. имел место аналогичный конфликт, хотя и не столько серьезный по последствиям. В результате Белоруссия согласилась продать ОАО «Газпром» половину ОАО «Белтрансгаза», оператора распределительных сетей на территории Белоруссии, и принять европейскую формулу цены в обмен на понижающие коэффициенты к рыночной цене в 2008–2010 гг. (67, 80 и 90 %). В 2011 г. Белоруссия должна была выйти на уровень цен, обеспечивающий равнодоходность с поставками в Европу.

Действующие цены на газ, поставляемый в страны ближнего зарубежья, выше цен на газ, реализуемый на российском внутреннем рынке, но ниже цен, по которым газ продается в Европе. В то же время, начиная с 2009 г. цены на газ на этих трех рынках начали постепенно сближаться.

В перспективе мы ожидаем, что поставки газа в страны СНГ будут полностью переведены на рыночные рельсы с прозрачными условиями контрактов. Это позволит рассматривать газовый рынок СНГ либо как составную часть европейского рынка с близкими условиями поставок и адекватными ценами, либо как элемент энергетического рынка внутри создаваемой сегодня зоны свободной торговли на просторах СНГ.

6.2.5. Экспорт природного газа: конкуренты и возможности

Исторически сложилось, что основным экспортным рынком для российского газа являются европейские страны, соединенные с Россией мощной трубопроводной газотранспортной системой.

В условиях экономического кризиса 2008-2009 гг. экспорт¹⁰³ российского природного газа в Европу резко сократился, что ощутимо сказалось на доходах российской газовой отрасли и поступлениях в бюджет страны.

Назрела острая необходимость диверсификации направлений поставок природного газа, в первую очередь на восток, где наиболее привлекательным рынком является Китай.

Вместе с тем, и западное (Европа), и восточное (Китай) направления поставок российского газа сегодня отличаются высоким уровнем неопределенности спроса в долгосрочной перспективе и наличием большого числа конкурирующих поставщиков.

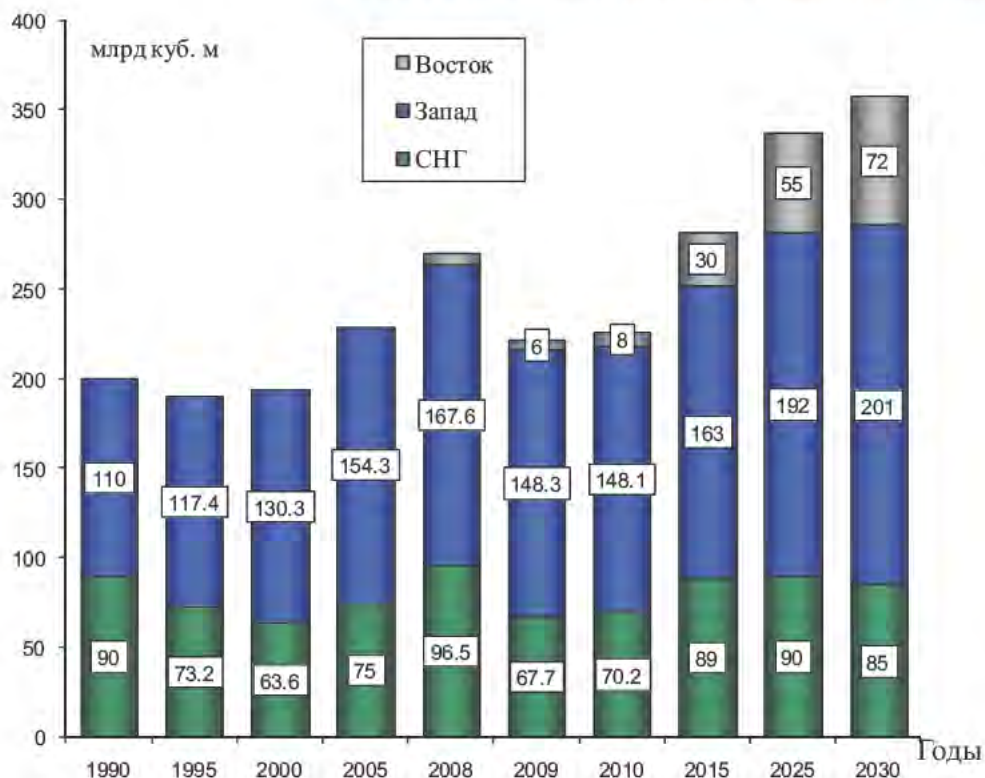
Очевидно, России потребуются серьезные усилия как по сохранению своих позиций на европейском газовом рынке, так и по завоеванию газового рынка Поднебесной.

Основным экспортным рынком для России является Европа (**западное направление**), причем в 1990-2000-е гг. ее роль постоянно укреплялась. Так, если в 1990 г. поставки в Европу незначительно превышали поставки в республики СССР (будущие страны ближнего зарубежья), то к 2008-2010 гг. доля европейских стран в общем экспорте достигла 70-75 %.

Экспорт СПГ в Японию и Южную Корею (**восточное направление**) начался в марте 2009 г. в рамках проекта «Сахалин-2», но пока на него приходится менее 4 % от общего объема экспортных поставок природного газа из России. С выходом в 2010 г. сахалинского завода на проектную мощность (9,6 млн т в год) проект «Сахалин-2» обеспечил около 5 % мирового производства СПГ. Экспорт природного газа по трубопроводам в восточном направлении может начаться в случае строительства газопровода «Алтай» или реализации восточного направления экспорта в Китай, но по состоянию на октябрь 2011 г. соглашение с Китаем по ценовым и объемным параметрам поставок достигнуто не было.

В 1990-е гг. экспорт природного газа в **СНГ** падал вследствие экономического кризиса и спада спроса в этих странах, но в 2000-е гг. начал быстро восстанавливаться (рис. 6.14).

¹⁰³ В России существует несколько методологий исчисления объемов экспорта природного газа (Росстата, ГП «ЦДУ ТЭК», Газпрома). Их отличие состоит в том, идет ли речь об экспорте только природного газа, добытого в России, либо купленного в третьих странах для потребления в России, но по условиям загруженности ЕСГ на тех или иных участках – направленного на экспорт, или об экспорте газа с учетом реэкспорта импортного и/или транзитного газа. Мы будем опираться на данные ОАО «Газпром», включающие как российский, так и центральноазиатский газ. (Подробнее см.: Ананенков А.Г., Мастепанов А.М. Газовая промышленность России на рубеже XX и XXI веков: некоторые итоги и перспективы. М.: ООО «Газойл пресс», 2010).



Примечание. Прогноз ЭС-2030 включает базовый и инновационный сценарии, график построен на основе средних значений.

Источник: ОАО «Газпром», ООО «Газпромэкспорт», ЭС-2030.

Рис. 6.14. Экспорт газа из России (включая транзит газа из Центральной Азии), 1990-2030 гг., млрд куб. м

В целом, поставки природного газа из России в дальнее зарубежье стабильно и достаточно быстро росли, увеличившись с 1990 по 2008 г. более чем в 1,5 раза. Этому способствовала происходившая в этот период переориентация европейских потребителей на газ, созданная мощная экспортная инфраструктура, наличие в России существенных экспортных мощностей. С начала 2000-х гг. возрастающую роль в поставках природного газа на экспорт стал играть центральноазиатский газ.

Мировой финансово-экономический кризис привел к сжатию спроса на природный газ в Европе и спаду российского экспорта. В 2009 г. спрос на природный газ в Европе снизился на 5,5 %, а импорт природного газа – на 7,5 % из-за спада производства в реальном секторе экономики, особенно в энергоемких отраслях (металлургии, производстве стройматериалов, химической промышленности). Но поставки российского газа в страны дальнего зарубежья (без учета стран СНГ) снизились опережающими темпами – на 14,0 % до 140,5 млрд куб. м – из-за усиления конкуренции на европейском рынке газа. В 2010 г. указанная тенденция продолжилась: при росте спроса на газ

на европейском рынке на 7,5 % по сравнению с предыдущим годом, экспорт ОАО «Газпром» практически не увеличился (148,3 млрд куб. м в 2009 г. и 148,1 млрд куб. м в 2010 г., из которых 138,6 млрд куб. м – по долгосрочным контрактам). В то же время Газпром продолжает оставаться крупнейшим поставщиком газа на европейском рынке. Рыночная доля компании составляет 23 %. Другими крупными поставщиками газа на европейский рынок являются Норвегия (19 %), Алжир (10 %) и Катар (6 %).

Проблемы сбыта в Европе связаны с несколькими факторами.

Во-первых, наблюдалось существенное увеличение предложения СПГ, что связано с вводом новых мощностей по сжижению газа в странах-поставщиках, таких как Катар, Нигерия, Йемен, и мощностей по регазификации в странах Европы. В результате на рынке образовался большой избыток СПГ, продолжающийся увеличиваться по мере ввода мощностей, строительство которых было начато на пике мировых цен на нефть.

Во-вторых, нарастанию сложностей с реализацией трубопроводного газа на европейских рынках способствовала так называемая сланцевая революция в США, которая привела к фактическому замораживанию планов многих экспортеров СПГ по поставкам газа в США. Объемы СПГ, предназначенные для американского рынка, были перенаправлены в Европу, усиливая дисбаланс спроса и предложения на этом рынке. Кроме ухудшения рыночной конъюнктуры, необходимо отметить влияние на объем экспорта российского газа транзитного кризиса в январе 2009 г., который привел к недопоставке через территорию Украины в дальнейшем зарубежье 4,5 млрд куб. м газа.

Транзит центральноазиатского газа в составе зарубежных поставок составил в 2009 г. 35,7 млрд куб. м, что на 41,8 %, меньше уровня предыдущего года (61,3 млрд куб. м). Между тем до этого (в 2000-е гг.) поставки газа из Центральной Азии (Казахстана, Туркменистана и Узбекистана) росли опережающими темпами. Это было обусловлено, во-первых, низкими закупочными ценами в Центральной Азии, а во-вторых – ограниченными возможностями Газпрома по добыче.

Резкое сокращение поставок среднеазиатского газа обусловлено ценовыми разногласиями с Туркменией, а взрыв на газопроводе Средняя Азия – Центр в апреле 2009 г. привел к прекращению поставок из этой страны. Всего из этих стран в 2009 г. было закуплено 37,3 млрд куб. м газа по средневзвешенной цене в 233,6 долл. за 1000 куб. м. В 2010 г. закупки газа составили 37,8 млрд куб. м газа по средневзвешенной цене в 197,1 долл. за 1000 куб. м, включая 0,8 млрд куб. м из Азербайджана. С одной стороны, это позволило поддержать добычу в России, переложив спад на рынке на страны Центральной Азии. С другой стороны, это мотивирует эти страны к поиску обходных путей транзита в Европу помимо России. В долгосрочной перспективе такая политика, по-видимому, приведет к реализации альтернативных России газотранспортных проектов и подрвет монополию России на транзит природного газа в Европу.

ЭС-2030 предусматривает рост экспорта природного газа и диверсификацию направлений его поставок, преимущественно, на Восток. К 2030 г. сово-

купный объем экспорта газа из России может возрасти в 1,5 раза по сравнению с уровнем 2008 г. за счет развития восточного направления, включая экспорт СПГ, а также некоторого увеличения поставок на Запад. Поставки в страны СНГ останутся на прежнем уровне.

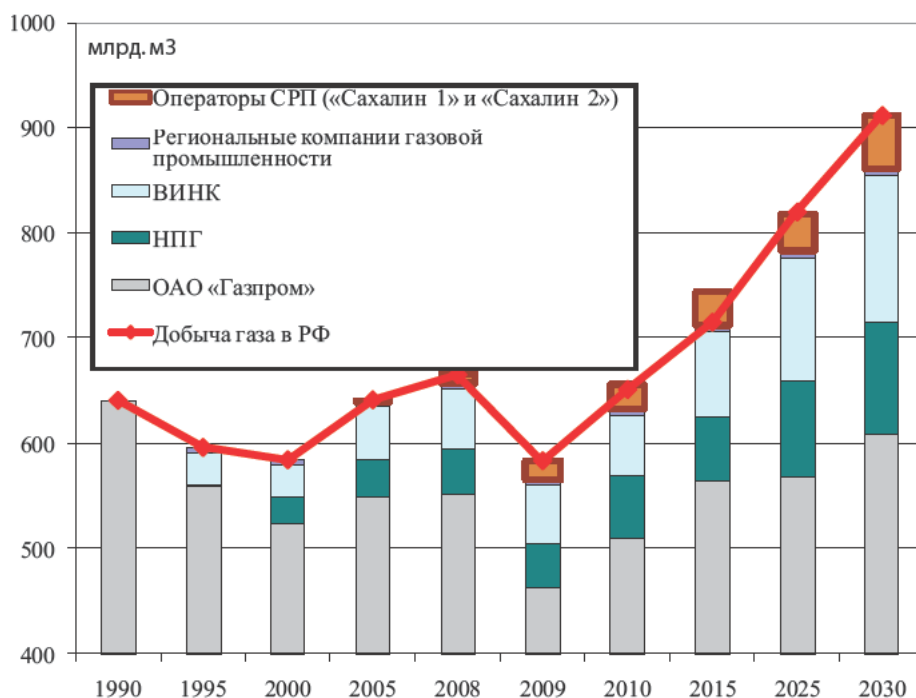
Вместе с тем, прогнозы потребления природного газа в ЕС к 2030 г. варьируют от 400 до 800 млрд куб. м, поэтому реальные перспективы российского экспорта на этом решающем направлении крайне неопределенны. Для развития экспорта в Китай необходимо достичь соглашения о цене, но это не удастся сделать с 2006 года. Таким образом, перспективы экспорта российского газа, как на европейском, так и на азиатском рынке отличаются высокой неопределенностью, что требует осторожности в прогнозах и дополнительных усилий российской внешней энергетической политики для ускорения реализации экспортных планов российской газовой отрасли.

6.2.6. Добыча природного газа в России: как компенсировать спад на базовых месторождениях?

Для поддержания и наращивания добычи газа в России требуется освоение новых крупных месторождений, которые компенсировали бы спад на старых месторождениях-гигантах. Для этого необходимы как усилия Газпрома, так и независимых компаний.

Добыча газа в России от кризисных явлений начала 1990-х гг. пострадала в меньшей степени, чем добыча нефти. Падение добычи газа наблюдалось до 2000 г., но было неглубоким (рис. 6.15) – не более 1 % по сравнению с 40 % для добычи нефти. Восстановление объемов добычи произошло к 2005 г., дальнейший рост наблюдался до 2008 г., а в 2009 г. спад добычи отбросил отрасль на уровень 2000 г. и ниже уровня 1990 г. Но уже в 2010 г. добыча почти достигла уровня 2008 года.

Рост добычи газа в 2000-е гг. был обеспечен за счет развития добычи газа нефтяными компаниями и ОАО «Газпром». Кризис 2009 г. наиболее существенно отразился на деятельности ОАО «Газпром», добыча которого упала почти на 90 млрд куб. м, что превышает общее падение добычи. Доля ОАО «Газпром» упала, тем не менее, она продолжает составлять почти 80 % от общероссийской добычи. В 2009 г., несмотря на кризис, произошел рост добычи газа операторами СРП за счет выхода на проектную мощность завода по сжижению газа в рамках проекта «Сахалин-2». В 2010 г. основную часть прироста по сравнению с 2009 г. обеспечило ОАО «Газпром», но добыча компании осталась ниже уровня 2008 г., в то время как независимые компании существенно его превысили.



Примечание. Прогноз ЭС-2030 включает базовый и инновационный сценарии, график построен на основе средних значений.

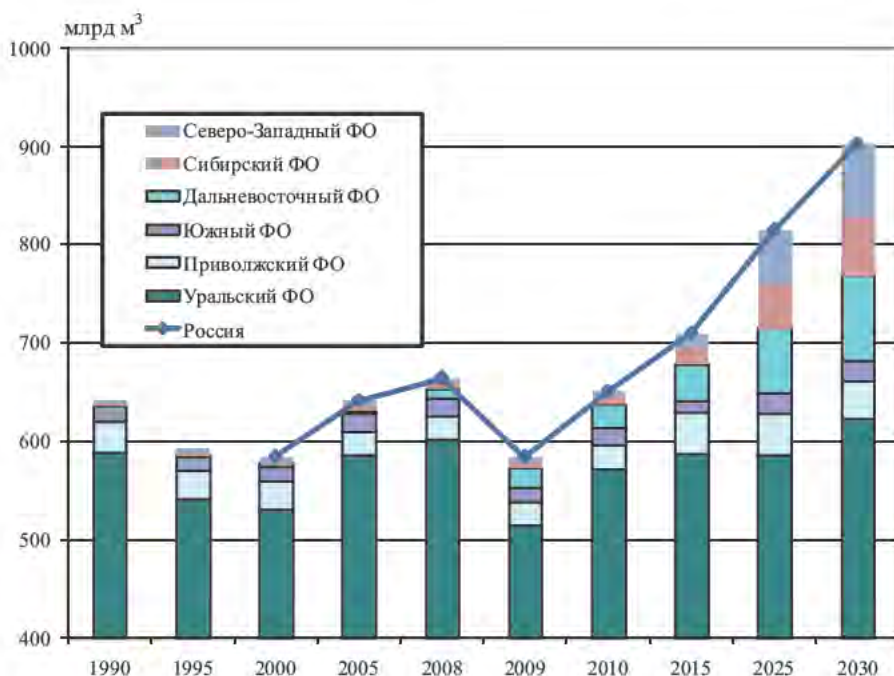
Источник: Институт энергетической стратегии, Росстат.

Рис. 6.15. Добыча газа в России

Согласно прогнозу ЭС-2030, к 2030 г. ожидается быстрый рост добычи газа. Особенно интенсивно он будет происходить до 2015 г. (добыча газа может вырасти на 23 % относительно 2009 г.), а к 2030 г. добыча может превысить 900 млрд куб. м. При этом доля ОАО «Газпром» будет сокращаться и в 2030 г. может составить порядка 65 %. Наиболее значительно возрастет роль нефтяных компаний. Их доля в общей добыче в 2030 г. может увеличиться до 15 %. Также значительно возрастет доля независимых производителей (с 7 % до 12 %). Следует отметить, что указанный объем добычи составлен на базе весьма оптимистичных оценок как внутреннего, так и внешнего (в Китае и Европе) спроса. Весьма вероятно, что он значительно завышен, и фактический объем спроса и соответственно добычи к 2030 г. не превысит 800 млрд куб. м.

На региональном уровне 88 % добычи газа сосредоточено в Уральском ФО (рис. 6.16), в основном в Надым-Пур-Тазовском районе (НПТР) Ямало-Ненецкого АО. Но Уренгойское, Ямбургское и Медвежье месторождения, освоенные еще в советское время и дающие 2/3 добычи газа в стране, вступили в стадию падения добычи. В 1990-е гг. добыча на них была стабильной, что в условиях спада спроса делало вложения в добычу неактуальными. В 2000-е гг. Газпром ввел в эксплуатацию два других гигантских месторождения НПТР – Заполярное и Южно-Русское, а также ряд менее крупных месторождений. Но

дальнейшее наращивание добычи в НПТР требует перехода к разработке более глубоких газовых горизонтов, что связано с определенными технологическими трудностями. В то же время сохраняется мощный потенциал т.н. низконапорного газа, который для подачи в трубу требует дорогостоящего компримирования, но может быть достаточно эффективно использован на месте для производства тепла, электрической энергии и ряда продуктов газохимии. Для увеличения же доли газа в общем энергобалансе страны требуется диверсификация районов добычи за счет новых территорий. Отчасти этот процесс уже происходит. В 2000-е гг. в 2,2 раза выросла добыча в Сибирском и в 5,6 раза в Дальневосточном ФО (за счет Сахалина).



Примечание. Прогноз ЭС-2030 включает базовый и инновационный сценарии, график построен на основе средних значений.

Источник: Росстат, ГП «ЦДУ ТЭК».

Рис. 6.16. Региональная добыча газа в России

Но уже сделанных вложений совершенно недостаточно, поскольку в 2010-2030 гг. добыча в Надым-Пур-Тазовском районе упадет приблизительно на 250 млрд куб. м. Только для поддержания общероссийской добычи на современном уровне необходимо освоение месторождений с таким же годовым объемом добычи (а это 40 % от текущего объема общероссийской добычи!). При этом речь идет не об отдельных месторождениях, а о территориях с большим добычным потенциалом.



Источник: ОАО «Газпром».

Рис. 6.17. Схема Единой системы газоснабжения России

Таковыми территориями в России являются полуостров Ямал, шельф Арктических морей, Восточная Сибирь и Дальний Восток.

Согласно ЭС-2030, почти весь прирост добычи газа будет связан с этими новыми газодобывающими районами – Ямалом, Арктикой и Востоком России. В результате резко изменятся территориальные пропорции между газодобывающими районами. Так, если в настоящее время порядка 90 % добычи газа обеспечивает Тюменская область, прежде всего – ЯНАО, то к 2030 г. доля этого региона сократится до 68 %. Напротив, доля Европейской части страны вырастет,

соответственно, с примерно 7 % до 14,5-15,0 %, Восточной Сибири – с 0,6 % до 6-7 %, Дальнего Востока – с 1,5 % до 9-10 %.

6.2.7. Газотранспортная система: перспективы развития

В настоящее время реализуется или планируется к реализации целый ряд трубопроводных проектов. С учетом высокой стоимости проектов, необходимо их тщательное экономическое обоснование.

Объекты добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения газа в России объединены в Единую систему газоснабжения (ЕСГ, рис. 6.17), собственником и оператором которой, в соответствии с Федеральным законом «О газоснабжении», является ОАО «Газпром».

Независимые производители оформляют право доступа к ЕСГ с 1998 г.¹⁰⁴ В 2010 г. разрешение на транспортировку российского газа по ГТС Газпрома имели 24 организации, не входящие в Группу «Газпром», с общим разрешенным объемом транспортировки – до 76,4 млрд куб. м, из которых 20 компаний воспользовались правом доступа (объем фактической транспортировки – 64,5 млрд куб. м).

Средний уровень тарифа на услуги по транспортировке газа, оказываемые независимым организациям, в 2010 г. составил 51,45 руб. за 1000 куб. м на 100 км (рост к 2009 г. на 22,9 %).

К системе ЕСГ подключено 78 месторождений природного газа, принадлежащих ОАО «Газпром», и 7 месторождений других недропользователей. В состав ЕСГ по состоянию на 01.01.2010 г. входили 160,4 тыс. км магистральных газопроводов и отводов; 279 компрессорных станций (215 линейных КС, 19 КС на объектах ПХГ и 45 дожимных КС); 25 объектов подземного хранения газа.

¹⁰⁴ Доступ предоставляется при условии наличия свободных мощностей в ГТС от места подключения до места отбора газа на предполагаемый поставщиком газа период его поставки, а также наличия к предполагаемой поставщиком газа дате начала поставок подводящих газопроводов у поставщика и газопроводов-отводов к покупателям с пунктами учета и контроля качества газа. Кроме того, добываемый независимой организацией газ должен соответствовать техническим стандартам. В 2010 г. рассмотрены 194 заявки 23 независимых организаций на предоставление доступа к ГТС Газпрома, выдано 123 разрешения 21 организации, по 39 заявкам отказано в доступе девяти организациям, в 32 случаях заявки отзывались или отправлялись на доработку. Причинами отказа в доступе, как правило, являются отсутствие технической возможности транспортировки газа заявителем конечному потребителю (включая газораспределительные сети при отсутствии согласования ГРО), неподтверждение ресурсов газа в период его поставки, а также отсутствие у потребителя разрешения на использование газа в качестве топлива. (Источник: Газпром. Годовой отчет 2010).

Наличие ЕСГ – одна из главных отличительных черт российской газовой промышленности. Ее создание было обусловлено тем, что гигантские сырьевые ресурсы удалены от мест конечного потребления на тысячи километров. Среднее расстояние транспортировки газа российским потребителям в 2010 г. составило 2592 км, внешним потребителям – 3262 км. ЕСГ обеспечивает системную надежность газоснабжения и маневренные перетоки газа, позволяет осуществлять долгосрочное планирование разработки месторождений, является технической основой политики единого экспортного канала.

В 1990-е гг. нагрузка на созданную в советское время ЕСГ упала из-за спада потребления. Одновременно резко снизились вложения в ее развитие, ремонт и поддержание в работоспособном состоянии. Это сказалось, когда за 2000-2008 гг. загрузка ЕСГ значительно возросла (на 11,3 %) за счет увеличения поставок ОАО «Газпром», независимого сектора и транзита центральноазиатского газа (табл. 6.3).

Таблица 6.3. Поступление и распределение газа, транспортируемого по ЕСГ на территории России, 2005-2010 гг., млрд, куб. м

	Годы					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Газ, поступивший в газопроводы ЕСГ	699,7	717,8	706,7	714,3	589,7	661,2
Поставки со стороны производителей	646,9	660,9	654,8	669,2	552,4	614,1
<i>российский газ</i>	<i>592,3</i>	<i>603,9</i>	<i>594,9</i>	<i>607,8</i>	<i>516,7</i>	<i>578,0</i>
<i>центральноазиатский газ</i>	<i>54,6</i>	<i>57,0</i>	<i>59,9</i>	<i>61,4</i>	<i>35,7</i>	<i>35,3</i>
Отбор газа из ПХГ России	42,8	48,2	41,7	36,1	30,0	40,8
Сокращение запаса газа в ГТС	10,0	8,7	10,2	9,0	7,3	6,3
Распределение газа из ГТС	699,7	717,8	706,7	714,3	589,7	661,2
Поставка потребителям в России	339,8	352,0	356,4	352,8	335,6	354,9
Поставка газа за пределы России	251,2	254,7	247,3	251,1	195,6	209,3
<i>российский газ:</i>	<i>196,7</i>	<i>197,9</i>	<i>187,6</i>	<i>189,8</i>	<i>160,0</i>	<i>173,1</i>
<i>центральноазиатский газ</i>	<i>54,5</i>	<i>56,8</i>	<i>59,7</i>	<i>61,3</i>	<i>35,7</i>	<i>35,2</i>
Закачка газа в ПХГ России	46,3	50,4	43,0	51,6	15,7	47,7
Собственные технологические нужды ГТС и ПХГ	51,7	52,0	49,5	49,6	36,3	43,6
Увеличение запаса газа в ГТС	10,7	8,7	10,5	9,2	6,5	5,7

Источник: ОАО «Газпром», ГП «ЦДУ ТЭК».

В 2009 г. резко снизился как транзит центральноазиатского газа (с 61,4 до 35,7 млрд куб. м), так и транспортировка газа независимого сектора (с 111,2 до 59,3 млрд куб. м). Наибольшие объемы транспортировки газа независимым сектором обеспечиваются за счет ОАО «НОВАТЭК» (38 %) и ООО «НГК «Итера» (28 %). В 2010 г. объем транспортировки газа по ЕСГ существенно возрос, но пока не достиг докризисного уровня. При этом остаются на низком уровне поставки центральноазиатского газа и экспорт, в то время как внутреннее потребление вернулось к докризисному уровню, а внутренняя добыча приблизилась к нему.

Для развития газовой отрасли крайне актуальны проблемы развития ЕСГ как в плане повышения ее эффективности, так и в плане расширения. Одна из важнейших проблем – износ основных фондов, который по состоянию на 2008 г. составил 57 %. Средний срок эксплуатации магистральных газопроводов достиг 23 лет. Большой срок эксплуатации газопроводов ЕСГ привел к тому, что технически возможная производительность (ТВП) ЕСГ снизилась на 10-12 %.

В целях поддержания ГТС в исправном техническом состоянии и снижения эксплуатационных рисков особую актуальность для ОАО «Газпром» приобретают диагностические работы и своевременное проведение капитального ремонта газопроводов и ГРС¹⁰⁵. Кроме того, ОАО «Газпром» реализует Комплексные программы реконструкции ЕСГ. На собственные технологические нужды (для работы газоперекачивающих агрегатов на линейных КС и КС на объектах ПХГ) в 2004-2008 гг. тратилось порядка 50 млрд куб. м газа (в 2009 г. — 36,3 млрд куб. м из-за снижения объемов транспортировки газа).

Генеральной схемой развития газовой промышленности на период до 2030 года предусматривается значительное расширение ЕСГ, в частности, создание уникальной системы вывода природного газа с полуострова Ямал и Штокмановского нефтегазоконденсатного месторождения. Для этого к 2030 г. планируется ввести в строй в зоне ЕСГ более 25 тыс. км газопроводов¹⁰⁶, включая новый газотранспортный коридор (многониточную ГТС нового поколения) Бованенково – Ухта протяженностью 1100 км и проектной производительностью 140 млрд куб. м газа в год. С 1995 г. ОАО «Газпром» ведет строительство газопровода из северных районов Тюменской области (от Уренгойского месторождения) до г. Торжок (СРТО – **Торжок**), где находится одна из узловых точек ЕСГ России. Проектная мощность – 20,5-28,5 млрд куб. м в год. Завершение работ планируется одновременно с началом добычи газа на Ямале в 2012 году.

В 2009 г. были завершены работы по расширению **Уренгойского газотранспортного узла** для вывода дополнительных объемов газа, добываемого независимыми поставщиками, из Надым-Пур-Тазовского региона, а в 2010 г. – строительство магистрального газопровода **Грязовец – Выборг** для обеспечения поставок газа на Северо-Запад России и в газопровод «**Северный поток**».

Приоритетным экспортным газотранспортным проектом является газопровод «Северный поток», который проходит по дну Балтийского моря между российской бухтой Портовая и немецким городом Грейфсвальдом. По трубопроводу протяженностью 1200 км газ будет поставляться из России в Германию, откуда далее он может быть транспортирован в Великобританию, Нидерланды, Бельгию и Францию. Первая нитка газопровода пропускной способностью 27,5 млрд куб. м в год уже подготовлена к эксплуатации. Коммерческие поставки газа по ней планируется начать в конце 2011 года. Выход на полную мощность в 55 млрд куб. м в двухниточном исполнении запланирован на 2012 год.

В 2008 г. между правительствами России, Болгарии, Сербии и Венгрии были подписаны соглашения о сотрудничестве при создании газопровода «**Южный**

¹⁰⁵ В 2010 г. внутритрубная дефектоскопия составила 21,9 тыс. км, диагностика коррозионного состояния – 21,5 тыс. км. Капитальный ремонт газопроводов составил 2427,4 км. В 2010 г. в результате проведенных ремонтно-профилактических работ число технических отказов ГТС Газпрома сократилось до 7 (2009 г. – 14).

¹⁰⁶ В соответствии с ЭС-2030 всего по стране – более 32 тыс. км.

поток». Ранее, в 2007 г., ОАО «Газпром» подписало с итальянской корпорацией Eni меморандум о взаимопонимании по проекту «Южный поток». По дну Черного моря будет проведен газопровод мощностью до 63 млрд куб. м газа в год.

Проекты «Северный поток» и «Южный поток» предназначены для решения проблемы транзита газа путем прямых его поставок в страны-потребители в обход Украины и Белоруссии. «Северный поток» получил поддержку Еврокомиссии, уже, как отмечено выше, завершается его строительство, причем он обеспечен рынком сбыта. Напротив, проект «Южный поток» сталкивается со значительными политическими сложностями, поскольку является конкурентом приоритетного для ЕС проекта «НАБУККО», и отличается очень высокой стоимостью (до 15 млрд долл.).

В рамках Восточной газовой программы, принятой Правительством РФ 3 сентября 2007 г., первоочередным газотранспортным проектом является создание ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» общей протяженностью 1,8 тыс. км. Согласно схеме баланса поступления и распределения газа, в 2012 г. в нее планируется поставить с Сахалина 8 млрд куб. м газа. В дальнейшем газопровод сможет обеспечить транспортировку около 30 куб. м газа в год.

Кроме того, для организации поставок газа в Китай (в случае достижения коммерческих договоренностей – до 68 млрд куб. м в год) возможно строительство газопровода «Алтай» от уже существующего транспортного коридора до западного участка российско-китайской границы (так называемый западный маршрут поставок – 30 млрд куб. м в год) и создание новых газотранспортных мощностей на Востоке России (так называемый восточный маршрут поставок – до 38 млрд куб. м в год)¹⁰⁷.

6.2.8. Запасы природного газа и недропользование: трудности использования огромной ресурсной базы

Россия обладает уникальным ресурсным потенциалом природного газа, но в структуре запасов природного газа имеется ряд острых проблем.

Минерально-сырьевая база газовой промышленности России достаточно велика. Суммарные ресурсы природного (свободного) газа по состоянию на 01.01.2010 г. оцениваются МПР России в 163,4 трлн куб. м, что превышает 40 % мировых. Наиболее достоверная их часть – перспективные ресурсы категории C_3 – составляет 33 трлн куб. м, остальное – прогнозные ресурсы категорий $D_1 + D_2$. Балансовые запасы категорий $A + B + C_1 + C_2$ составляют 67,9 трлн куб. м. Возможность дальнейшего прироста запасов свободного газа в России достаточно велика, поскольку разведано лишь порядка 25 % НСР.

¹⁰⁷ Подробнее о состоянии, перспективах и основных проектах развития ГТС России см., напр., на сайте <http://www.gazprom.ru> и в работе Ананенков А.Г., Мастепанов А.М. Газовая промышленность России на рубеже XX и XXI веков: некоторые итоги и перспективы. М., ООО «Газойл пресс», 2001.

Ресурсная база имеет ряд особенностей, которые как благоприятствуют быстрому и эффективному развитию отрасли, так и сдерживают его. Основные из этих особенностей таковы.

1. И разведанные запасы, и перспективные и прогнозные ресурсы свободного газа в основном расположены в удаленных, труднодоступных и малообжитых регионах страны. Так, 60 % балансовых запасов сосредоточены на территории ЯНАО, 12 % – в Восточно-Сибирской нефтегазовой провинции, 14 % – на шельфе арктических и дальневосточных морей (в том числе на шельфах Баренцева и Карского морей – 19 % «сухого» газа), 1 % – на шельфе Каспийского моря. На долю европейской части России, где проживает 80 % населения, приходится лишь 11 % балансовых запасов и 9 % геологических ресурсов природного газа страны. Поэтому формирование новых районов добычи на арктическом шельфе, в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке требует огромных инвестиций, принципиально новых технологий добычи и переработки газа, и строительства новых газотранспортных систем огромной протяженности.

2. Разведанные запасы свободного газа категорий $A+B+C_1$ в России составляют 48,1 трлн куб. м, или 26 % мировых. Но по методике, используемой за рубежом и учитывающей качество и рентабельность освоения запасов, их величина оказывается несколько меньшей¹⁰⁸. Более 90 % разведанных запасов относится к категории C_1 , по которой подтверждаемость равна около 70 %. Кроме того, в России при утверждении запасов коэффициент извлечения газа принимается равным единице, но во многих случаях степень газоотдачи пластов оказывается существенно более низкой. Особенно это характерно для месторождений, разрабатываемых в режиме истощения пластовой энергии, который повсеместно применяется в отечественной газопромысловой практике. Так называемые остаточные запасы низконапорного газа полутора десятков основных газоконденсатных месторождений России оцениваются в 3 трлн куб. м.

3. Более половины разведанных запасов российского свободного газа (59,4 %) представлено так называемым сухим газом, состоящим практически целиком из метана. Он может использоваться в энергетических целях без предварительной переработки (если не содержит серы). Примерно три четверти запасов такого газа сосредоточено в ЯНАО, где он в основном заключен в отложениях сеноманского яруса верхнего мела и образует крупные залежи сравнительно простого строения на небольших (до 1500 м) глубинах. Это создает благоприятные условия и низкие издержки добычи. С другой стороны, рентабельно извлечь можно лишь около 70 % текущих разведанных запасов сеноманского газа в Надым-Пур-Тазовском регионе, поскольку в запасах неглубоких залежей по мере эксплуатации растет доля низконапорного газа, добыча которого требует дополнительных усилий.

4. В России чрезвычайно высока степень концентрации запасов природного газа не только на отдельных территориях, но и в уникальных и крупнейших месторождениях, что позволяет вести добычу, при прочих равных условиях, с минимальными издержками. Две трети разведанных запасов свободного газа, включая три четверти разведанных запасов метанового (сухого) газа, сосредоточено на территории ЯНАО. В 28 уникальных месторождениях с балансовыми

¹⁰⁸ Так, по данным BP Statistical Review of World Energy (June 2010), доказанные запасы природного газа в России составляют 43,3 трлн куб. м.

ми запасами более 500 млрд куб. м сосредоточено 72,7 % разведанных запасов. Почти две трети запасов сухого газа ЯНАО (13,6 трлн куб. м) концентрируется в Надым-Пур-Тазовском регионе (НПТР) — главном газодобывающем районе страны; 12,9 трлн куб. м из них приходится на сеноманский газ. Почти 70 % разведанных запасов сеноманского газа НПТР сосредоточено в пяти уникальных объектах.

5. Выработанность запасов свободного газа на разрабатываемых месторождениях превышает 26 %, а ряда крупнейших месторождений (Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего) — 55 %.

6. Около 40 % российских запасов приходится на этансодержащий газ (среднее содержание этана, пропана, бутанов достигает 5,2 %). Тяжелые гомологи метана являются ценнейшим сырьем для химического производства. В настоящее время степень извлечения их из добываемого газа находится на низком уровне, а по мере нарастания масштабов разработки этансодержащих газов проблема еще более обострится.

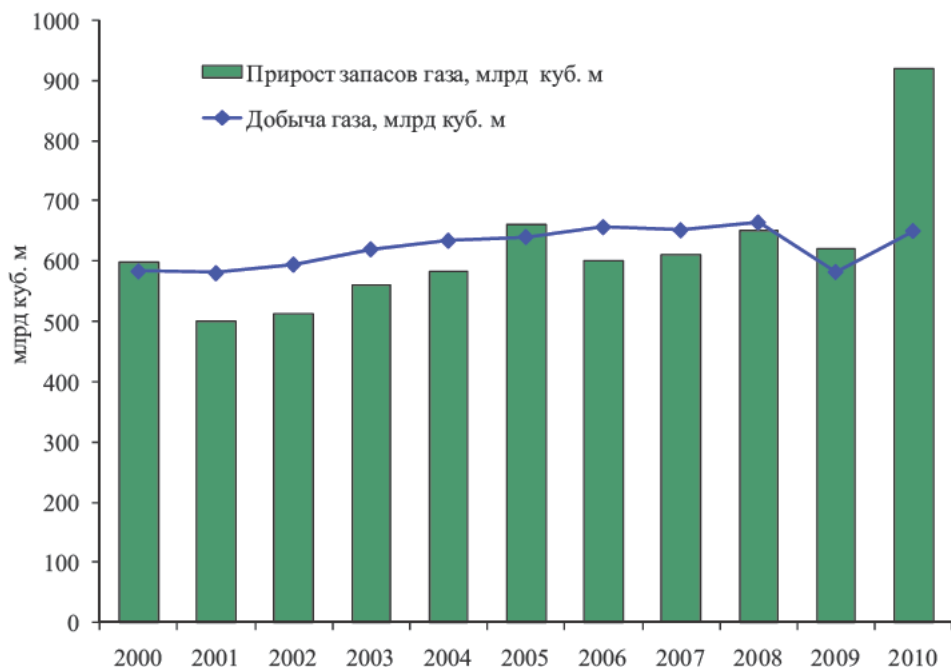
7. Около 8–9 % разведанных запасов свободного газа России, в том числе крупнейшие месторождения Европейской части страны – Оренбургское и Астраханское, содержит сероводород. Такой газ нельзя использовать без предварительной переработки с извлечением серы, причем сами объемы переработки и, соответственно, темпы разработки месторождений, лимитируются экологическим фактором. В то же время такой газ является сырьем для промышленного производства серной кислоты и других химикатов.

8. Около 13 % разведанных запасов этансодержащего газа России (в основном в газовых месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока) содержит гелий; по его запасам страна находится на втором месте в мире после США. Освоение гелийсодержащих месторождений недопустимо без одновременного формирования соответствующих газоперерабатывающих комплексов и газо-химических производств, специальных подземных хранилищ гелиевого концентрата, что сдерживает освоение крупнейших месторождений на Востоке страны – Ковыктинского, Чаяндинского и др.

Таким образом, всего на долю высокоэффективных запасов свободного газа, для освоения которых существует развитая инфраструктура и апробированные технологии добычи, приходится примерно 25 % разведанных запасов газа России, большая часть которых сосредоточена на территории Надым-Пур-Тазовского района Ямало-Ненецкого АО. Для вовлечения в разработку остальной части запасов требуется внедрение иных, более сложных технологий добычи и транспортировки и/или строительство новых транспортных и перерабатывающих мощностей.

Тревожная ситуация сложилась и с воспроизводством запасов. Чтобы обеспечить расширенное воспроизводство сырьевой базы отрасли, необходимо развивать опережающими темпами поисковые работы в перспективных нефтегазоносных районах с высокой результативностью работ с целью подготовки фонда структур для глубокого разведочного бурения.

За 1995-2006 гг. совокупный прирост запасов в отрасли не восполнял их погашения при добыче. За этот период было приращено около 6,2 трлн куб. м запасов газа, а добыто и списано 7,3 трлн куб. м, что привело к уменьшению разведанных запасов на 1,1 трлн куб. м. Ситуация начала меняться в лучшую сторону только в последние годы.



Примечание. Прирост разведанных извлекаемых запасов газа приведен по результатам ГРП с учетом списания и переоценки запасов и фактической извлекаемости газа.

Источник: Институт энергетической стратегии по данным Минприроды России и Минэнерго России.

Рис. 6.18. Добыча и прирост запасов природного газа в России, 2000-2010 гг.

Формально с 2000 по 2009 г. прирост запасов природного газа, как правило, соответствовал объемам его добычи. В 2010 г., по предварительным данным Минприроды России, прирост запасов природного газа за счет ГРП составил 900 млрд куб. м, что на 39 % превышает количество газа, извлеченного из недр в этом году (рис. 6.18). Однако с учетом списания и переоценки запасов, а также фактической извлекаемости газа из месторождений реальный прирост запасов составляет не более 80 % добычи газа.

Таким образом, обеспеченность ресурсами природного газа существенно выше, чем для нефти (порядка 65 лет добычи по сравнению с 25 годами), но и для них также характерны тяжелые проблемы, связанные, в первую очередь с качеством ресурсной базы и географией размещения. Это требует как освоения новых районов и месторождений, так и создания условий для более эффективной эксплуатации уже освоенных районов. Обе задачи не могут быть решены без участия государства, причем в первом случае возможно прямое финансирование ключевых проектов, а во втором требуется создание для этого условий.

6.2.9. Инвестиции в газовом секторе: в добычу или в транспортировку?

Перспективное развитие газовой промышленности требует огромных инвестиций, изыскание ресурсов для которых ложится тяжким бременем не только на газовые компании и государство, но и на рядовых потребителей.

В этой связи, главная задача развития газовой отрасли – поиск баланса между потребностями отрасли в значительных инвестициях и необходимостью ограничить инвестиционную и ценовую нагрузку на экономику.

Очевидно, что эту задачу невозможно решить без четких инвестиционных приоритетов, предполагающих реализацию наиболее востребованных жизнью проектов и замораживание или отказ от некоторых амбициозных планов.

Высокая инерционность производственных процессов в газовой отрасли требует заблаговременных (как минимум на 5-7 лет до предполагаемого ввода в эксплуатацию запланированных объектов) капиталовложений в перспективные добычные и транспортные проекты.

В середине 1990-х — начале 2000-х гг. политика сдерживания внутренних цен на газ в сочетании с высокой налоговой нагрузкой на отрасль, массовыми неплатежами и низкими мировыми ценами на углеводороды лишили газовую промышленность необходимых инвестиционных ресурсов, что привело к необходимости привлекать большие объемы кредитов. Вместе с тем и в 1990-е гг. осуществлялось строительство экспортных («Голубой поток») и внутренних газотранспортных проектов, освоение крупных месторождений (подготовка к эксплуатации Заполярного, последнего месторождения-гиганта, открытого еще в советское время).

В 2004-2008 гг. благодаря высоким мировым ценам на углеводороды, а также постоянному росту внутренних цен на природный газ, доходы нефтегазовых компаний и соответственно возможности для инвестиций резко возросли. В 2001-2008 гг. инвестиции (капитальные вложения) в газовую отрасль постоянно росли и увеличились в текущих ценах более чем в 5 раз. Основная часть инвестиций в газовой промышленности приходится на Группу «Газпром».

Но одновременно резко возросли и инвестиционные издержки как в мире в целом, так и в особенности в России.

Существенные изменения происходили и в структуре инвестиций. Так, если в 2000 г. больше половины всех инвестиций направлялось в развитие добычи газа, то в 2005 г. 53 % от общего объема инвестиций приходилось на развитие трубопроводного транспорта и только 30 % — на добычу. В 2008 г. доля инвестиций в добычу газа увеличилась до 37,8 % от общего объема капиталовложений.

Подобные изменения структуры капиталовложений в газовой отрасли за рассматриваемый период обусловлены реализацией ряда масштабных проектов в сфере транспортировки газа. Основные из них – газотранспортные системы «Голубой поток» и «Ямал – Европа», а также строительство газопроводов СРТО – Торжок, Заполярное – Уренгой и др. В то же время масштабных новых инвестиционных проектов в сфере газодобычи практически не было. Исключение составляет

лишь ввод в эксплуатацию в 2004 г. Заполярного месторождения, которое обеспечило на несколько лет компенсацию падения добычи на базовых месторождениях ОАО «Газпром» в Надым-Пур-Тазовском районе, однако и там основной объем инвестиций был заложен еще в советский период. Кроме того, Газпром значительную (порядка трети) часть инвестиций направлял не на капитальные вложения, а на скупку активов, в том числе и непрофильных.

Тем не менее, в целом за 2001-2008 гг. только Группой «Газпром» введены в эксплуатацию месторождения суммарной мощностью 217,7 млрд куб. м газа в год, в том числе Заполярное (100 млрд куб. м/год), Песцовое (27,5), Южно-Русское (25,0), Еты-Пуровское (15,0), Харвутинская (18,2) и Анеряхинская (10,0 млрд куб. м/год) площади и другие месторождения и площади, 14 ДКС и более 1500 эксплуатационных скважин.

В 2009 г. под влиянием мирового экономического кризиса, снижения внешнего и внутреннего спроса, падения цен, ужесточения условий кредитования и отсутствия гарантии востребованности проектов ОАО «Газпром» сократил инвестиционную программу на 2009 г. (табл. 6.4), в результате чего она оказалась значительно ниже целевого уровня ЭС-2030. В 2010 г. произошло восстановление, но целевой уровень ЭС-2030 по инвестициям пока не достигнут, при этом частично рост инвестиций в долларовом выражении обусловлен укреплением рубля, в то время как инвестиции в реальном рублевом выражении выросли слабо.

Таблица 6.4. Динамика и прогноз потребностей в капитальных вложениях в газовой промышленности в 2000-2030 гг., млрд долл. США в год

	Годы							
	2000	2005	2008	2009	2010	2015	2025	2030
Всего	4,42	10,10	27,17	16	22,0	30 31	19 20	35 37
добыча	1,95	3,03	10,28	6	9,5	9	6	13
транспорт	2,13	5,37	9,17	7	9,0	14 15	9	18 19
ПХГ, переработка, прочие	0,34	1,70	6,20	3	3,5	6	4	6

Примечание. Данные за 2001-2010 гг. приведены по Группе «Газпром», на которую приходится основная часть инвестиций в текущих ценах, данные стратегии пересчитаны в годовой объем инвестиций.

Источник: Финансовые отчеты ОАО «Газпром» за 2002-2008 гг., ГП «ЦДУ ТЭК».

Для развития газовой отрасли, поддержания и наращивания добычи газа в России решающую роль будут играть несколько масштабных проектов, в первую очередь освоение Ямала и развитие ЕСГ.

Программа комплексного освоения месторождений полуострова Ямал и прилегающих акваторий (до 2035 г.), проект которой был утвержден Правительством РФ в августе 2010 г., предусматривает инвестиции в размерах 8 трлн рублей. Огромный объем вложений требуется для строительства добычной, газотранспортной и общей инфраструктуры в условиях суровых природно-климатических условий. Он позволит довести добычу на Ямале до 220 млрд куб. м. Освоение гигантских Бованенковского, Харасавэйского (контролируется Газпромом),

а также Южно-Тамбейского (НОВАТЭК) месторождений, а также строительство системы газопроводов позволит компенсировать ожидаемый в ближайшие годы резкий спад добычи в НПТР. Ввод в эксплуатацию первых пусковых комплексов Бованенковского месторождения и системы магистральных газопроводов Бованенково – Ухта ожидается в конце 2012 года.

Освоение Ямала является ключевым стратегическим проектом. Более того, без освоения ямальских месторождений через 15-20 лет европейская часть России в силу причин, рассмотренных выше, останется без газа. Вместе с тем реализация этого проекта связана с рядом проблем и рисков. Так, гигантский объем вложений требует усиления контроля над эффективностью использования средств и исключения завышения стоимости работ. Кроме того, в условиях действующего налогового законодательства, по расчетам Газпрома, НОВАТЭКа и других компаний, внутренняя норма доходности проектов по освоению Ямала оказывается весьма низкой. В связи с этим компании лоббируют снижение НДС и (или) ставки таможенной пошлины на экспорт природного газа. Необходимо точно оценить требуемый объем вложений, поскольку их завышение (в случае завышенного прогноза спроса) может привести к росту затрат российских потребителей и снижению доходов бюджета, а занижение и/или не предоставления необходимых налоговых преференций может оставить страну без газа.

С технической и экономической точки зрения дополнительного обоснования требует проект «Ямал СПГ», который предполагает строительство на побережье Ямала мощного СПГ-завода. С учетом текущей и перспективной конъюнктуры на мировом рынке СПГ, рентабельность проекта находится под большим вопросом. При стоимости проекта почти 900 млрд руб. и необходимости предоставления налоговых льгот это требует осторожности в оценке проекта. Аналогичная ситуация складывается и вокруг Штокмановского месторождения, окончательное инвестиционное решение по которому вновь отложено. Для иностранных участников проекта (Total и Statoil) основную роль играет высокая неопределенность на рынке СПГ при очень высокой себестоимости штокмановского газа, что может сделать проект убыточным.

Поэтому повторим: в связи с высокими рисками добычных и СПГ-проектов на Ямале и на шельфе арктических морей необходима особая тщательность при проведении их обоснования. С одной стороны, вложения должны быть достаточны для гарантированного обеспечения внутреннего и устойчивого внешнего спроса. С другой стороны, избыточные вложения, будут иметь отрицательный экономический результат в условиях волатильного спроса. Россия не может себе позволить такие потери, поэтому программа развития отрасли должна быть тщательно просчитана. При этом следует учитывать, что определенной альтернативой реализации по крайней мере части таких проектов является повышение энергоэффективности российской экономики, извлечение запасов низконапорного газа, разработка глубоких горизонтов на уже освоенных месторождениях, что может оказаться существенно дешевле ряда амбициозных, но крайне дорогих проектов в Арктике или на шельфах северных морей.

Для развития ЕСГ ключевую роль будет играть создание инфраструктуры для вывода природного газа с Ямала, а также экспортные проекты. Газотранспортные проекты чрезвычайно дорогостоящи, причем в российских условиях это усугубляется неэффективным использованием средств и коррупцией. При

этом они в ряде случаев не имеют рыночных перспектив, а создание избыточных мощностей ведет только к росту затрат. Поэтому необходима оптимизация экспортных проектов и проектов развития ЕСГ на территории России (за счет оптимальной конфигурации поставок и реалистичной оценки спроса) и ужесточение контроля над затратами при самом строительстве.

Анализ текущего состояния газовой отрасли России показывает, что отрасль исчерпала советский задел (и с точки зрения степени износа активов, и возможностей ранее введенных месторождений и ранее наработанных подходов) и нуждается в скорейшей модернизации.

Для роста добычи в средне- и долгосрочной перспективе необходимо освоение новых месторождений, технологий добычи, газодобывающих районов (Ямал, арктический и дальневосточный шельф, Восточная Сибирь и Якутия).

Неопределенность перспектив на экспортных рынках, особенно в Европе, требует от ОАО «Газпром» повышения гибкости маркетинговой политики, снижения издержек.

В долгосрочной перспективе целесообразно сохранение лидерства ОАО «Газпром» в добыче природного газа, повышение эффективности его работы, финансовое отделение транспортировки газа от его добычи в рамках единой организационной структуры компании, максимальное использование потенциала независимых производителей газа.

Главная проблема развития газовой отрасли – поиск новой модели взаимодействия ОАО «Газпром» и новых игроков, что позволит выйти на баланс между потребностями отрасли в значительных инвестициях и необходимостью ограничить инвестиционную и ценовую нагрузку на экономику.

Для этого необходима оптимизация инвестиционных программ и повышение их эффективности, тщательная оценка рентабельности проектов.

6.3. Развитие угольной промышленности России в 1990-2010-2030 гг.: пример успешной реструктуризации?

Роль угля в энергетике России достаточно весома. Конечно, она не адекватна огромным геологическим запасам этого энергоносителя и их доле в суммарном энергетическом потенциале страны.

Уголь занимает более двух третей в этом потенциале, а его доля в структуре потребления первичных ТЭР в стране составляет всего 15-16 %, а в структуре добычи и производства – 11-12 %.

Однако в современных экономических условиях уголь значительно уступает газу по затратным и экологическим показателям его использования потребителями и, фактически, замыкает топливно-энергетический баланс.

В 1990-е гг. в угольной отрасли была проведена радикальная реструктуризация и полная приватизация угольных предприятий, рассмотренная в подразделе 3.3.5, а в 2000-е гг. отрасль смогла показать мощный рост. Главным фактором, влияющим на объемы использования угля, является экономический.

Технологические затраты при его сжигании обуславливают конкурентоспособность угля по отношению к газу только при условии превышения цены газа над ценой угля не менее чем в 1,7-2,0 раза в расчете на единицу энергии. Но значительные затраты на транспорт угля затрудняют достижение этого показателя в большинстве регионов России. Немаловажную роль играет также негативное влияние сжигания угля на экологическую ситуацию. Для расширения использования угля необходимо внедрение современных технологий его сжигания.

6.3.1. Организационная структура угольной отрасли

Организационная структура отрасли сложилась в результате реформ 1990-х гг. Угольная отрасль России пережила наиболее радикальную реструктуризацию по сравнению с другими ключевыми отраслями ТЭК с дроблением отрасли и приватизацией. В результате, однако, произошла консолидация отрасли, на основе которой впоследствии удалось обеспечить рост добычи угля в стране.

В настоящее время 80 % добычи приходится на 10 крупнейших компаний, в том числе 34 % – на ОАО «Сибирская угольно-энергетическая компания» (СУЭК), а 18 % – на ОАО «УК «Кузбассразрезуголь». Часть угольных компаний является независимыми, но все крупные компании, добывающие коксующиеся угли, к настоящему времени встроены в сложную систему металлургического бизнеса. Собственниками угольных компаний и предприятий, добывающих коксующиеся угли, являются металлургические холдинги («стальные группы») – ОАО «Северсталь», ОАО «Мечел», управляющая компания «ЕвразХолдинг» и т.п. Таким образом, отрасль не избежала консолидации. Между тем такого результата можно было бы достичь быстрее и легче в случае более адекватной и взвешенной стратегии реформирования отрасли.

6.3.2. Цены на уголь и природный газ: нужно ли менять пропорции?

Распространенное мнение о необходимости изменения ценовых пропорций в сторону удешевления угля, а структуры потребления – в сторону роста его доли, не вполне оправданы. По-видимому, экономически такой маневр неэффективен.

Традиционно, объем потребления угля определяется его относительной конкурентоспособностью по отношению к другим энергоносителям, в первую очередь, к природному газу. Одной из ключевых проблем, сдерживающих использование угля, является ценовой дисбаланс на внутреннем рынке.

Как известно, до начала проведения экономической реформы цены на топливно-энергетические взаимозаменяемые ресурсы устанавливались централизованно с учетом их качества и эффективности использования. К моменту либерализации, т.е. к 1992 г., соотношение цен на уголь, газ и мазут составляло, соответственно, 1:1,3:1,7. В октябре 1992 г. цены на нефть и нефтепродукты стали формироваться относительно свободно, а затем были освобождены цены на уголь. Их рост до уровня мировых не произошел благодаря низкому платежеспособному спросу и наличию балансовых заданий по поставкам на внутренний рынок. Цены же на газ, регулируемые государством, подвергались искусственному сдерживанию в надежде на то, что «газовая пауза» будет способствовать развитию других отраслей экономики.

В результате этого газ обесценился и к 2000 г. стоил (в пересчете на условное топливо) в два раза дешевле угля и в 4-5 раз дешевле мазута. К 2006 г. в результате ежегодного индексирования цен на газ эти пропорции несколько изменились: цены на газ и уголь практически сравнялись, но газ оставался в 3,4 раза дешевле мазута¹⁰⁹.

Между тем, иллюзия неограниченности и дешевизны энергоресурсов консервирует техническую отсталость предприятий, субсидирует зачастую непроизводительные собственные расходы, а также стимулирует расточительное потребление энергоресурсов и сбыт продукции экспортно-ориентированных производств по демпинговым ценам. Заниженные цены на природный газ неизбежно привели к повышенному спросу на него и сформировали в стране нерациональную структуру топливно-энергетического баланса.

За 2000-е гг. цены на уголь энергетический выросли в 3,0 раза, тепловую энергию — в 3,6 раза, электрическую энергию — в 3,8 раза, газ природный (естественный) — в 5,9 раза (табл. 6.5).

В результате сейчас отношение цен на газ к ценам на уголь составляет около 1,4, что по-прежнему недостаточно для баланса на рынке. Но в 2000-е гг. переориентация на газ все же затормозилась из-за опережающего роста цен на него, а также физического дефицита газа в 2005-2008 гг. на ряде локальных рынков, в то время как угольный рынок оставался конкурентным. В ходе кризиса сдвиг в пользу угольной промышленности продолжился. В 2010 г. цены на уголь восстановились, но соотношение с ценами на газ по сравнению с докризисным периодом все равно улучшилось.

В докризисный период 2005-2008 гг. в условиях быстрого роста потребления электроэнергии возникла иллюзия возможности существенного сдвига в пользу угля в структуре топлива для электростанций за счет опережающего строительства угольных мощностей, а также роста внутренних цен на газ до уровня равнодоходности с экспортными поставками. Однако эти ожидания не оправдались. В посткризисный период стало ясно, что в условиях замедления роста экономики и потребления электроэнергии и переориентации газовой отрасли на внутренний рынок сдвиг в пользу угля, требующий значительных инвестиций и субсидирования перевозок угля, нецелесообразен.

¹⁰⁹ Отметим, что уровень равных интегральных издержек на добычу (производство) газа и угля, с учетом капитальных затрат, достигается при соотношении цен на них в пропорции 2:1.

Таблица 6.5. Средние цены приобретения энергоносителей, 2000–2010 гг.

Наименование	Среднегодовые цены						
	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Электроэнергия руб./тыс. кВт·ч	365,1	903,9	984,8	980,8	1254,4	1504,5	1509,9
Нефть руб./ т	3564,5	6171,3	7422,5	8095,3	7975,5	8213,2	9245,2
Газ* руб./тыс. куб. м	441,3	1410,8	1574,7	1828,3	2301,3	2516,1	3061,5
Уголь энергетический руб./т	339,2	789,9	865	940,3	1039,5	1174,3	1289,9
Мазут топочный руб./т	2061,3	4464,7	6364,4	6195,3	8476,7	8887,9	11338
Бензин автомобильный руб./т	7393,2	15084,3	17975,2	19887,3	24699,2	22109	23501
Топливо дизельное руб./т	6104	14601,1	17371,3	17498,3	23137,9	18934,4	20,398,1
Тепловая энергия руб./Гкал	177,2	392,6	439,4	512,7	603,6	702	773,8
Потребительские цены (ИПЦ) % к декабрю пред. года	120,2	110,9	109	111,9	113,3	108,8	108,8
Цены промышленных товаров % к декабрю пред. года	131,6	113,4	110,4	125,1	93,0	113,9	116,7

Примечание. *С учетом транспорта и распределения газа.

Источник: Росстат, Минэкономразвития России.

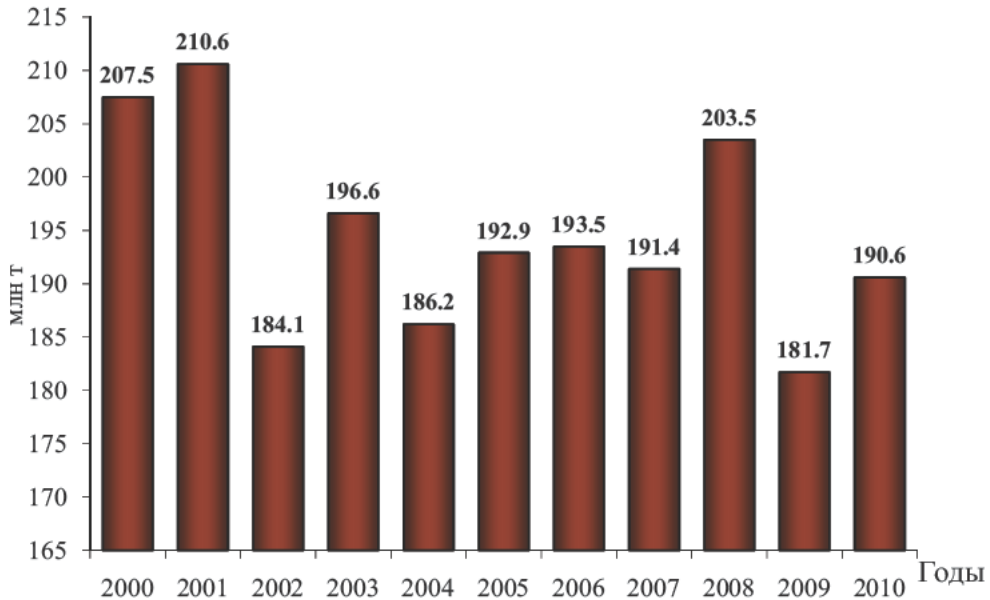
Более эффективной представляется стратегия модернизации генерирующих мощностей на газе: это существенно дешевле, проекты могут быть реализованы быстрее, что позволит заметно нарастить выработку без увеличения потребления природного газа.

6.3.3. Потребление угля в России: насколько велик потенциал рынка?

Возможности глубокого сдвига потребления топлива в пользу угля, в первую очередь в электроэнергетике, весьма ограничены. Без особых мер со стороны государства (необходимость которых сомнительна) доля угля не будет сильно расти, а потенциал роста рынка останется умеренным.

В результате рассмотренной выше ценовой политики потребление угля в России с 1990 г. по 2000 г. упало с 376,7 до 233,4 млн т или в 1,6 раза, причем поставки российского угля к 2000 г. упали до 207,5 млн т, а остальную

часть занимал импорт, преимущественно из Казахстана и Украины. В период 2000-2008 гг. наблюдался рост поставок на внутренний рынок, который составил 19,5 % относительно 2000 г. (рис. 6.19). Вследствие финансово-экономического кризиса в 2009 г. поставки угля на внутренний рынок сократились на 17 %, в результате чего потребление упало ниже уровня 2000 года. Однако в 2010 г. поставки угля на внутренний рынок восстановились практически до уровня 2005-2007 годов.



Источник: ГП «ЦДУ ТЭК».

Рис. 6.19. Потребление угля на внутреннем рынке, 2000 - 2010 гг.

Крупнейшим потребителем российского угля на внутреннем рынке являются предприятия тепло- и электроэнергетики (50,2 % от общего объема поставок). Поставки угля населению и предприятиям коммунально-бытового сектора (в 2010 г. – 13 % от общих поставок) сокращаются с 2005 г. благодаря увеличению темпов газификации ЖКХ и индивидуальных домовладений. Кроме того, в Россию из-за дефицита некоторых марок и конструктивной привязки ряда ТЭС к определенным маркам угля традиционно завозится уголь из Казахстана (коксующийся карагандинский и энергетический экибастузский).

Потребление угля имеет и существенные региональные особенности. Так, основные объемы потребления угля локализуются в районах добычи (в Сибири – 56 %, на Дальнем Востоке – 16 %). В европейской части страны уголь не выдерживает конкуренцию с природным газом и с каждым годом его потребление снижается.

По оптимистичным прогнозам Энергетической стратегии, предполагающим сравнительно быстрый рост потребления электроэнергии и некоторое изменение будущей структуры генерирующих мощностей отрасли в пользу угольных электростанций, к 2030 г. потребление возрастет в 1,7-2,1 раза к уровню 2009 года. Более осторожные оценки говорят о том, что рост составит 1,5-1,8 раза (в пределах 250 млн т). Как указывалось выше, концепция форсированного сдвига внутреннего потребления в пользу угля от природного газа ошибочна и не будет реализована. «Газовая пауза», по-видимому, станет постоянным явлением, но при этом в России ожидаются весьма высокие цены на газ.

6.3.4. Экспорт: палочка-выручалочка угольной отрасли

Экспорт угля со второй половины 1990-х гг., когда дефицит твердого топлива на внутреннем рынке из-за развала отрасли сменился проблемой сбыта, играл роль палочки-выручалочки для отрасли, а в 2000-е стимулировал рост объемов добычи и повышение качества углей.

Вместе с тем, потенциал дальнейшего роста российского угольного экспорта серьезно ограничен имеющейся рыночной нишей. Конкурентоспособность российского угля на мировом рынке невелика, поэтому при любом ухудшении конъюнктуры мировых цен российский угольный экспорт может столкнуться со значительными проблемами.

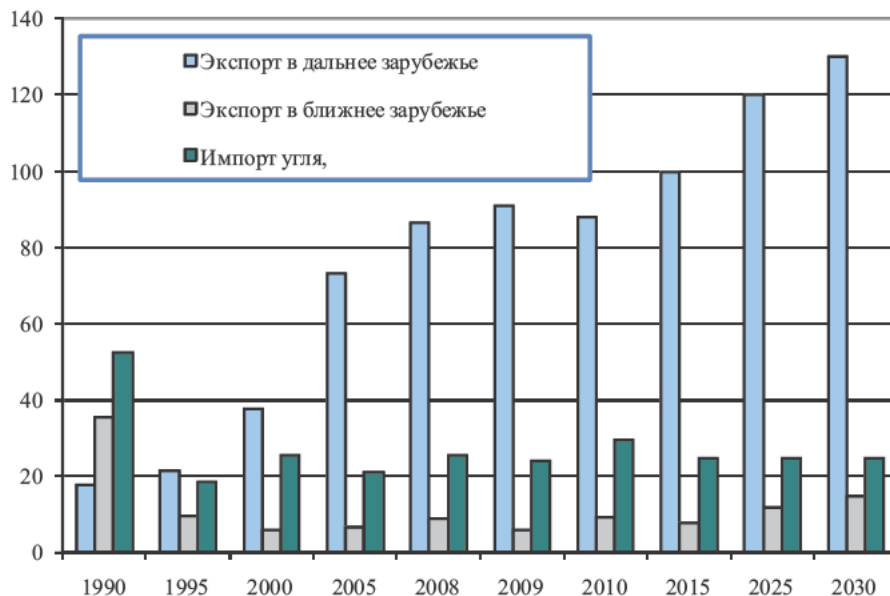
В отличие от внутреннего рынка, на внешнем рынке российские угольные компании пока еще не сталкивались со спросовыми ограничениями. В 1995-2009 гг. экспорт российского угля возрос почти в 4 раза (рис. 6.20) до 97,1 млн т, а доля экспорта в объеме добычи выросла с 7,6 % до 33,1 %. Основу экспорта составляют энергетические угли (91,3 % от общих поставок в 2009 г.). Экспорт коксующихся углей составил 9,0 млн т.

Рост поставок был обеспечен за счет стран дальнего зарубежья. Крупнейшими странами-импортерами российского угля являются Великобритания, Китай и Япония, на совокупную долю которых в 2010 г. пришлось 42 % экспорта российского угля. При этом в страны АТР экспортируются в основном коксующиеся угли, а в Европу поставляются энергетические угли.

Рост экспорта был обусловлен благоприятной мировой конъюнктурой цен на уголь и стал одним из основных катализаторов возрождения российской угольной промышленности в 2000-е годы. В 2008 г. тенденция сломилась – вследствие мирового экономического кризиса произошло стремительное снижение мировых цен на уголь. Тем не менее уже в 2009 г. цены восстановились, а экспорт продолжил рост, смягчив для отрасли последствия спада спроса в России.

Особенностью российского угольного экспорта является значительная удаленность поставщиков угля (особенно Кузбасса) от морских портов (2500-6800 км). Средняя удаленность морских портов России от районов угледобычи составляет 4420 км. Это негативно сказывается на конкурентоспособности российского

угля. По оценкам МЭА, российский уголь имеет наибольшую себестоимость среди всех крупных экспортеров угля на мировом рынке. Но и такой уровень конкурентоспособности обеспечивается за счет экономии на технике безопасности и на оплате труда шахтеров.



Источник: Институт энергетической стратегии, Росстат, ЭС-2030.

Рис. 6.20. Экспорт и импорт угля, млн т

В перспективе экспорт угля, по-видимому, будет стагнировать, поскольку в Европе потребление угля сокращается, но одновременно падает и собственная добыча. В 2009-2010 гг. резко возрос экспорт в Китай, что компенсировало спад потребления на внутреннем рынке. Но в Китае дефицит угля является, по-видимому, временным явлением, учитывая ресурсную базу и возможности по наращиванию добычи угля в этой стране. Поэтому рассчитывать на взрывной рост экспорта в Китай также не следует.

6.3.5. Добыча угля: перспективы, география и способы добычи

Реструктуризация отрасли обеспечила значительный рост добычи угля, который продолжится и в перспективе, хотя, по-видимому, уровень 1990 г. к 2030 г. достигнут не будет.

Динамика добычи угля в 1990-2010 гг. определялась, с одной стороны, уровнем спроса, а с другой – трудностями реорганизации отрасли. В период до 1998 г. добыча угля сокращалась и упала до 232,3 млн т (на 34,6 %). В период с 2000 по 2009 гг. добыча углей в России увеличилась на 15,5 %. В 2009 г. добыча угля составила 293,59 млн т, снизившись по сравнению с 2008 г. на 9,2 %, что соответствует уровню 2005 г. (рис. 6.21). Уровень 1990 г. далеко не достигнут – разница составляет порядка 25 %.



Источник: Институт энергетической стратегии, Росстат.

Рис. 6.21. Добыча угля в России по федеральным округам, млн т

Рост добычи угля произошел, главным образом, за счет каменных углей, на которые к настоящему времени приходится три четверти от общего объема угледобычи в России. Наиболее интенсивный рост добычи происходил в 2004-2008 годах.

Доля добычи угля подземным способом сократилась с 43,7 % в 1992 г. до 32 % в 2008 г., поскольку этот способ отличается высокими издержками. Он доминировал в наименее эффективных угольных бассейнах (Воркута, Донбасс, Подмосковье, Урал). За 2000-2009 гг. резко снизилась добыча угля в Центральном (в 3,2 раза), Уральском (в 3,3 раза), Южном (в 2,0 раза) и Северо-Западном (в 1,6 раза) ФО. Несколько снизилась добыча в Дальневосточном ФО (96 % к уровню 2000 г.).

Добыча угля открытым способом к 2009 г. превысила уровень 1992 г., что обусловлено ее большей экономической эффективностью. В 2000-е гг. добыча угля в Сибирском ФО выросла в 1,3 раза за счет Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов, а доля Сибирского ФО в российской добыче угля выросла в 74,8 до 84,4 %. Только 10 % добывающих мощностей расположено в Дальневосточном ФО, 4,9 % в Северо-Западном ФО и 3,0 % в Южном ФО. В 2009 г. снижение добычи зафиксировано во всех угледобывающих регионах. Наибольший по объему спад добычи произошел в Восточной Сибири, что связано с тем, что предприятия этого региона добывают бурый уголь, возможности транспортировки которого сильно ограничены, и поэтому нацелены на обеспечение внутреннего рынка энергетических углей.

По оптимистичным прогнозам ЭС-2030, к 2030 г. добыча угля может возрасти до 425-470 млн т, т.е. превысить советский рекорд 1988 г. (425 млн т). Необходимо отметить, что внутренний спрос на уголь в решающей степени зависит от ценовой политики государства при поставках природного газа, при этом форсированный сдвиг в пользу потребления угля неэффективен и маловероятен. На внешних рынках также существует значительная неопределенность. Более осторожные оценки указывают на уровень 375-425 млн т.

В перспективе рост добычи будет обеспечен, в основном, за счет бассейнов Сибирского ФО, где он может вырасти в 1,5 раза. В первую очередь, рост произойдет за счет увеличения добычи на Канско-Ачинском бассейне, которая может возрасти более чем вдвое и достигнуть 115 млн т. Существенный рост возможен и в Дальневосточном ФО. В остальных ФО объем добычи сохранится на нынешнем уровне. Развитие добычи на востоке страны приведет к росту экспорта российского угля в АТР.

6.3.6. Инвестиции в развитие угольной отрасли: сколько стоит безопасность?

Если в 1990-е гг. в угольной отрасли шел болезненный процесс ликвидации неэффективных мощностей, то в 2000-е гг. значительные средства были вложены в наращивание добычи.

К сожалению, эти вложения не сопровождались адекватными инвестициями в безопасность труда горняков, что привело к авариям с многочисленными жертвами.

Реструктуризация угольной отрасли происходила за счет вывода из эксплуатации маломощных, наименее рентабельных шахт и разрезов. В 1990-е гг. это приводило к спаду производственных мощностей, но в 2000-е гг. потери мощности от вывода из эксплуатации технических единиц были компенсированы ростом мощности на более крупных и рентабельных предприятиях.

По состоянию на начало 2010 г. в угольной промышленности Российской Федерации действовали 155 хозяйствующих субъектов (угледобывающих компаний и предприятий), объединяющих 218 технических единиц (94 шахты и 124 разрезов) общей производственной мощностью 379,5 млн т, в том числе 239,5 млн т на разрезах и 140,0 на шахтах.

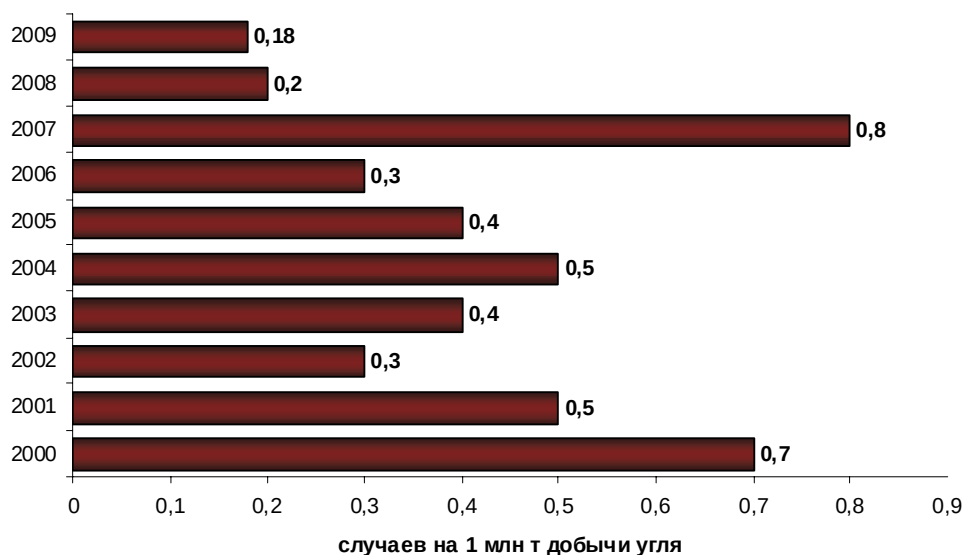
В 2000-е гг. в модернизацию угольной отрасли были вложены значительные средства. За 2000-2009 гг. инвестиции в угольную отрасль увеличились в текущих ценах в 4 раза. В 2009 г. объем инвестиций в основной капитал угольных компаний сократился против уровня 2008 г. с 2,42 до 1,29 млрд долл. США (с 60 до 41 млрд руб.). Суммарный объем инвестиций в развитие угольной промышленности на период до 2030 г. оценивается в 71-82 млрд долл. США, в том числе до 2015 г. – порядка 2,5 млрд долл. в год, а к 2030 г. – до 5-6 млрд долларов.

Средства вкладывались практически исключительно в наращивание мощностей по добыче без адекватных вложений в обеспечение техники безопасности. В сочетании с падением квалификации рабочих и существующей практикой сдельной оплаты труда, стимулирующей шахтеров к максимизации добычи в ущерб безопасности, это привело к проблемам с безопасностью.

Наибольшее число травм со смертельным исходом происходит на шахтах. В процессе закрытия убыточных и низкорентабельных шахт, шахт со сложными горно-геологическими условиями, опасных по внезапным выбросам угля и газа, сформировались предпосылки для снижения травматизма. Абсолютный травматизм снизился со 170 погибших в 2000 г. до 85 в 2006 г. (рис. 6.22).

В 1980-е гг. этот показатель составлял порядка 400 человек в год. Как видим, в целом они существенно снизились, хотя в отдельные годы продолжают оставаться весьма высокими. Таким образом, в результате реструктуризации отрасли эти показатели существенно улучшились, но остаются много хуже, чем в развитых странах (порядка 0,02), хотя и лучше, чем в Китае (порядка 1,0).

По мере оснащения шахт современной высокопроизводительной техникой начали проявляться недоработки в области организации использования техники и проведения мероприятий по предварительной дегазации угольных пластов. В результате в марте 2007 г. на шахте «Ульяновская» ОАО «УК «Южкузбассуголь» погибло 110 человек. В мае 2007 г. на шахте «Юбилейная» той же компании в результате взрыва газа и пыли погибли еще 39 человек. В мае 2010 г. на шахте «Распадская» одноименной компании погибло 89 человек. В 2008 и 2009 гг. число погибших было минимальным за всю историю угольной отрасли (54 и 62 соответственно), но в целом тенденция снижения числа погибших была сломлена.



Источник: Росинформуголь, Минэнерго России.

Рис. 6.22. Изменение коэффициента частоты травматизма со смертельным исходом, 2000-2009 гг.

Объем переработки углей на обогатительных фабриках в 1990-2000 гг. падал, а затем восстанавливался до 2008 года. В 2009 г. на обогатительных фабриках было переработано 109,1 млн т угля, что составляет 36,5 % от объема добытого угля в стране.

Увеличение охвата обогащения угля вызвано увеличением поставок российского угля на экспорт и высокими требованиями к уровню их зольности. С 2000 по 2007 г. были построены 3 новые обогатительные фабрики по переработке энергетических углей в Кемеровской области (на Бачатском и Красногорском разрезах и на шахте Заречная), восстанавливается Касьяновская фабрика в Черемховском бассейне в Иркутской области. В 2008 г. была введена в строй обогатительная фабрика «Бачатская коксовая» на Бачатском угольном разрезе, а также завершались работы по строительству обогатительной фабрики на разрезе Тугнуйский в Забайкальском крае. Наиболее современные обогатительные фабрики рассчитаны на обогащение как коксующихся, так и энергетических углей.

По сравнению с другими отраслями ТЭК угольная отрасль находилась к началу 1990-х гг. в самом тяжелом положении с точки зрения состояния основных фондов, что обусловило крайнюю болезненность ее реформирования.

В 2000-е гг. угольная отрасль преодолела проблемы 1990-х годов.

Прекратилось дотирование отрасли государством, произошло финансовое оздоровление предприятий в результате переориентации угольных компаний на поставку энергетических углей на экспорт и формирования вертикально интегрированных угольно-металлургических и угольно-энергетических холдингов.

Завершена программа закрытия особо убыточных и неперспективных угольных предприятий, вводятся в строй новые мощности по добыче и переработке углей. Активно проводятся работы, связанные с техническим перевооружением, в основном, за счет собственных средств предприятий.

Существенно выросли объемы добычи угля, особенно наиболее прогрессивным открытым способом, и производительность труда в отрасли. Но она, как и уровень безопасности труда, по-прежнему существенно ниже лучших мировых показателей.

Указанные процессы обеспечили сравнительную устойчивость угольной отрасли в ходе кризиса 2008-2009 годов. Более того, кризис ускорил естественные процессы консолидации в отрасли.

Главная проблема развития угольной промышленности сегодня – повышение конкурентоспособности отрасли на внутреннем (по сравнению с природным газом) и внешнем (по сравнению с конкурентами) рынке без ущерба для безопасности и условий труда горняков.

Существующее мнение о высокой эффективности реструктуризации угольной отрасли в целом верно, но не вполне точно.

Так, по валовым показателям добычи она показывает в отношении 1990 г. худшие результаты по сравнению с нефтяной и газовой отраслью.

Доходность угольных компаний действительно высока, причем все они частные, но доходность не может служить единственным показателем эффективности.

В определенном смысле угольная отрасль сейчас находится в положении, похожем на положение нефтяной отрасли в начале 2000-х гг.: после спада отрасль сосредоточилась на эксплуатации самых эффективных месторождений, инвестиционные издержки, затраты на меры безопасности и оплату труда сокращены, поэтому рентабельность высока.

Но при этом медленно реализуются стратегически значимые для развития отрасли проекты развития добычи угля в Восточной Сибири, которые бы позволили снизить затраты и травматизм.

Конкурентоспособность российского угля на мировом рынке по-прежнему зависит от низких транспортных тарифов и экономии на мерах безопасности и оплате труда, а компании лоббируют, и не всегда обоснованно, государственные субсидии.

РЕЗЮМЕ к разделу 6

В 1990-2010 гг. топливно-энергетический комплекс России прошел три критические точки, когда существенно менялись тенденции его развития.

В 1990 г. была сломлена многолетняя тенденция быстрого (хотя и замедлявшегося в 1980-е гг.) роста энергетики СССР по валовым показателям производства и потребления ТЭР, инвестиций и основных фондов. Произошел резкий спад производства всех основных видов ТЭР (в наименьшей степени – природного газа, в наибольшей – нефти и угля), обвал инвестиций, резкое ухудшение состояния основных фондов. Вместе с тем, в 1990-е гг. была проведена реструктуризация ТЭК и его адаптация к рыночным условиям, которые происходили весьма тяжело, но в целом завершились успехом, особенно по сравнению с другими секторами российской экономики.

Адаптация ТЭК к новым условиям стала базой для второго слома тенденций. В 1999 г. тенденции спада в энергетическом секторе были переломлены, начался его быстрый устойчивый рост, продолжавшийся до кризиса 2008-2009 годов.

В 2000-2008 гг. произошло снижение энерго- и электроемкости ВВП, началась структурная трансформация экономики в пользу менее энергоемких отраслей, однако потенциал организационного и технологического энергосбережения не был полностью реализован. ТЭК России сохранил лидерство в формировании ВВП и налоговых поступлений, в инвестиционной деятельности и экспортных доходах страны, причем объемы экспорта ТЭР существенно возросли. Усилилась зависимость России от конъюнктуры мирового энергетического рынка.

В третий раз динамика развития ТЭК России резко изменилась в 2009 г., сломав ряд устойчивых тенденций 2000–2008 годов. Объем инвестиций в ТЭК в 2009 г. сократился, хотя и слабее, чем в российскую экономику в целом. Во второй половине 2009 г. производственные показатели ТЭК России начали расти и к концу года приблизились к докризисным значениям. Но динамика ТЭК России стала крайне неравномерной по отраслям: устойчивость к кризису нефтяного комплекса и атомной энергетики сочеталась с резким падением объемов производства и потребления в газовой отрасли, в меньшей степени — в угольной отрасли и в электроэнергетике.

В 2009 г. возросла энерго- и электроемкость народного хозяйства, равно как и доля энергоемких отраслей в нем. Россия столкнулась с рядом новых вызовов на внешних рынках, в первую очередь на европейском рынке природного газа, которые требуют дальнейшей диверсификации направлений экспорта российских ТЭР. Продолжился рост регулируемых внутренних цен и тарифов на природный газ и электроэнергию, вслед за мировыми возросли внутренние цены на нефть и нефтепродукты.

Проблемы 2009-2010 гг. были обусловлены не только мировым финансово-экономическим кризисом и его последствиями, но и фундаментальными причинами. Кризис выявил ИСЧЕРПАНИЕ ЭКСПОРТНО-СЫРЬЕВОЙ МОДЕЛИ РОСТА 2000-х гг. с наращиванием валовой добычи и экспорта природных ресурсов.

РАЗДЕЛ 7. ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ ОТРАСЛИ ЭНЕРГЕТИКИ: ОПОРА ИЛИ ПРЕПЯТСТВИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ?

Электроэнергетика сегодня – это энергетическая нервная система всей жизнедеятельности современного человека и общества, а теплоснабжение – ключевая система его жизнеобеспечения в условиях российского климата. От состояния этих инфраструктурных отраслей в значительной степени зависит качество жизни населения и возможности экономического развития. Эти отрасли непосредственно взаимодействуют со всеми другими видами экономической деятельности, жилищно-коммунальным хозяйством, поэтому их развитие играет особую роль для социально-экономического благополучия страны. К этим отраслям примыкают атомная энергетика, тесно связанная с проблемами национальной безопасности, и потенциально способная радикально изменить структуру ТЭК возобновляемая энергетика.

7.1. Развитие электроэнергетики в России в 1990-2010-2030 гг.: генерация или сети?

Спрос на электроэнергию в России формируется главным образом электропотреблением промышленности, сферы услуг и коммунально-бытовой сферы. В связи со спадом экономики в 1990-х гг. спрос на электроэнергию и ее производство снизились на 25 %. К 2008 г. производство возросло до 96 % от уровня 1990 г., а во время мирового экономического кризиса (2009 г.) вновь упало до 92 % от уровня 1990 года.

За прошедшие 20 лет ввод в действие новых мощностей был очень низким. Установленная мощность электростанций в 2010 г. по сравнению с 1990 г. увеличилась всего на 4,5 % при крайне незначительном выводе мощностей из эксплуатации. Иными словами, почти все генерирующее оборудование электростанций и электрических сетей стало на 20 лет старше. В результате доля оборудования ГЭС и ТЭС с возрастом менее 20 лет составляет всего 15 %.

В то же время после завершения экономического кризиса ожидается, согласно ЭС-2030, динамичный рост спроса на электроэнергию – в 1,6-2,0 раза к 2030 г. по сравнению с уровнем 2010 года.

С одной стороны, это может потребовать ускоренного ввода в эксплуатацию новых электростанций с учетом неизбежного выбытия изношенных мощностей.

С другой стороны, прогноз электропотребления, заложенный в ЭС-2030, представляется сегодня необоснованно завышенным, учитывая высокую инерционность электропотребления, которое на длинных временных рядах (5-10 лет) демонстрирует относительно скромные показатели ежегодного прироста на уровне 2,1-2,2 %.

Учитывая значимость корректной оценки ожидаемого спроса на электроэнергию в стране для развития экономики и обеспечения необходимых инвестиций в развитие электроэнергетики, необходим взвешенный и объективный анализ рисков как недоинвестирования, так и чрезмерного инвестирования в создание новых генерирующих мощностей в электроэнергетике. В первом случае мы рискуем превратить электроэнергетику в «тормоз» модернизации российской экономики. Во втором случае мы рискуем попросту закопать огромные инвестиционные ресурсы, которые можно было более эффективно использовать для развития других отраслей экономики и ТЭК.

Недостаточное внимание в настоящее время также уделяется и проблемам развития электрических сетей и межсистемных связей. Между тем их решение могло бы повысить эффективность использования генерирующего оборудования и сократить инвестиционные затраты на новые генерирующие мощности. В более отдаленной перспективе необходимо развитие «умных» сетей и информационных систем в энергетике с задачей создания Единой энергетической системы нового поколения.

В целом, для реализации стратегии развития отрасли требуется создание в стране адекватной структуры управления инвестициями в электроэнергетике на условиях рыночных взаимоотношений. В настоящее время такая система по существу отсутствует, что ведет к неоптимальной инвестиционной стратегии и к весьма значительным издержкам. Необходима оптимизация инвестиционных программ генерирующих компаний. Наконец, необходима оптимизация электроэнергетического рынка и устранение тех перекосов и недостатков в его структуре, которые сложились после неоднозначной и не слишком удачной реформы РАО «ЕЭС России».

7.1.1. Организационная структура электроэнергетики: последняя и самая спорная реформа

В 2000-е гг. в электроэнергетике (единственной из отраслей ТЭК) была проведена вторая масштабная реформа. В результате вместо естественной монополии РАО «ЕЭС России» возник конгломерат частных и государственных компаний, но ключевые заявленные цели реформы достигнуты не были.

В настоящее время генерацию электрической и тепловой энергии осуществляют: 6 тепловых оптовых генерирующих компаний (ОГК), сформированных по экстерриториальному принципу; 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК), сформированных по территориальному принципу; ОАО «РусГидро», объединившее в своем составе большинство ГЭС России; ОАО «Концерн Росэнергоатом», объединившее в своем составе все АЭС

компаниям, которым присвоен статус гарантирующих поставщиков (гарантирующие поставщики второго уровня); прочие энергосбытовые компании.

Диспетчерское управление Единой энергетической системы (ЕЭС) осуществляет ОАО «СО ЕЭС» – системный оператор ЕЭС, включающий 7 объединенных диспетчерских управлений (ОДУ) и 57 региональных диспетчерских управлений (РДУ). ОАО «СО ЕЭС» разрабатывает прогнозы потребления электроэнергии, балансы мощности и объема электроэнергии, режимы работы электростанций и электрических сетей ЕЭС России.

Администрирование рынка электрической энергии и мощности осуществляют: администратор торговой сети ОАО «АТС» – коммерческий оператор оптового рынка, предоставляющий услуги по организации торговли на оптовом рынке электроэнергии и мощности; ЗАО «ЦФР», обеспечивающее финансовые расчеты между субъектами оптового рынка электроэнергии и мощности; НП «Совет рынка» – саморегулируемая организация, обеспечивающая соблюдение баланса интересов продавцов и покупателей электрической энергии.

Несмотря на приватизацию большей части генерирующих активов, государство в значительной степени сохранило контроль над отраслью. Государство является основным акционером сетевых компаний, обеспечивающих деятельность Единой энергетической системы России – 79,11 % акций ОАО «ФСК ЕЭС», более 75 % акций ОАО «СО ЕЭС», 53 % акций ОАО «Холдинг МРСК» и 53 % ОАО «РАО Энергетические системы Востока» (табл. 7.1). Кроме того, из 27 крупнейших генерирующих компаний государство прямо или косвенно владеет контрольным пакетом акций в 8 компаниях и крупными пакетами еще в 5 компаниях.

Важным событием 2009-2010 гг. стало формирование крупной государственной компании в сфере тепловой генерации – «ИНТЕР РАО ЕЭС», которой принадлежит 100 % акций ТГК-11, а также находятся 61,9 % акций ОГК-1, крупные пакеты акций ТГК-6, ТГК-7, ТГК-12, ОГК-6, полученные как за счет передачи имущества РАО «ЕЭС России», так и от частных собственников генерирующих компаний.

В число акционеров ОГК и ТГК входят крупнейшие российские и зарубежные энергетические компании, а также некоторые компании других секторов экономики. Так, ОАО «Газпром» приобрело пакет акций ОГК-2, ОГК-6, ТГК-1 и ТГК-3 («Мосэнерго»), «КЭС-Холдинг» – ТГК-5, 6, 7 и 8, ОАО «СУЭК» – ТГК-11, 12 и 13. ОАО «Норильский никель» приобрело долю в ОГК-3, ТГК-4 и ТГК-14 (в связи с корпоративным конфликтом в компании доли перешли в собственность структур ОНЭКСИМ), ОАО «ЛУКОЙЛ» – в ТГК-8. Что касается иностранных инвесторов, то компания Fortum (Финляндия) приобрела долю в ТГК-10 (92,9 %, здесь и далее представлены данные на конец 2009г.) и ТГК-1 (25,66 %) компания E.ON (Германия) – в ОГК-4 (78,3 %), компания Enel (Италия) – в ОГК-5 (55,78 %).

Результатом второй реформы электроэнергетики стали организационное разграничение генерации, передачи, сбыта электрической энергии, диспетчеризации и ремонтной деятельности, а также приватизация большей части генерирующих активов.

Однако конкуренция на оптовом рынке электрической энергии по-прежнему существенно ограничена, а на розничном рынке отсутствует. В ходе кризиса четко

проявилась заинтересованность частных инвесторов, которые приобрели пакеты акций энергетических компаний, не в масштабной модернизации генерирующих мощностей, а в максимизации операционной прибыли за счет необоснованно высоких цен на электроэнергию в условиях несовершенного рынка. Генерирующие мощности оказались распределены между крупными холдингами из смежных отраслей экономики, заинтересованными в основном в повышении прибыльности основного бизнеса (топливного либо энергопотребляющего) путем влияния на цены на топливо для электростанций либо на производимую ими электроэнергию. Тем не менее в силу обязательств по договорам на предоставление мощностей (ДПМ) электроэнергетическое строительство к 2010 г. существенно ускорилось¹¹¹. Таким образом, поставленные перед реформой цели в докризисный период были достигнуты только частично.

Таблица 7.1. Собственники основных генерирующих компаний на начало 2010 г.

Компания	Основные акционеры и их доли
ОГК	
ОГК 1	43 % ОАО «ФСК ЕЭС», 23 % «РусГидро», а также ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» (в управлении 61,9 % акций с 2009 г.)
ОГК 2	ОАО «Центрэнергохолдинг» (44,39 %, дочернее общество ООО «Газпром энергохолдинг»)
ОГК 3	ОАО ГМК «Норильский никель» (60,15 %)
ОГК 4	E.ON (78,3 %)
ОГК 5 (ОАО «Энел ОГК 5»)	Enel Investment Holding B.V. (55,78 %), государство (26,43 %)
ОГК 6	ОАО «Центрэнергохолдинг» (42,88 %, дочернее общество ООО «Газпром энергохолдинг»), ООО «Инвест Генерация» (17,12 %), ОАО «ФСК ЕЭС» (9,60 %)
РусГидро	Государство (61,39 %), прочие акционеры
ТГК	
ТГК 1	ООО «Газпром энергохолдинг» (28,70 %), Fortum (Финляндия, 25,66 %), ООО «Русские энергетические проекты» (действует в интересах «Газпрома», 17,65 %)
ТГК 2	ООО «КОРЕС ИНВЕСТ» (45,35 %, входит в Группу «Синтез»)
ОАО «Мосэнерго» (ТГК 3)	ОАО «Газпром» (53,47 %). Правительство Москвы (1,16 %)
ТГК 4	Группа «ОНЭКСИМ»/ONEXIM HOLDINGS LIMITED, 48,5 %
ТГК 5	ООО «КЭС Холдинг» (26,34%), Integrated Energy Systems Limited (19,80 %), государство (25,09 %)
ТГК 6	ООО «КЭС Холдинг» (23,58%), Integrated Energy Systems Limited (19,95 %), Jamica Limited (19,38 %), Primagate Trading Limited (18,41 %)
ТГК 7	ООО «КЭС Холдинг» (45,00%), Integrated Energy Systems

¹¹¹ Отметим, что ООО «Газпром энергохолдинг» готовит к реализации несколько проектов в генерации, не связанных с договорами о предоставлении мощности, и считает, что рентабельность этих проектов будет выше, чем у ДПМ (в том числе – для энергоснабжения Штокмановского проекта, для нужд Астраханского газоперерабатывающего комплекса (мощностью 150 МВт) и для энергообеспечения строящегося технопарка «Ворсино» в Калужской области (120 МВт).

РАЗДЕЛ 7. ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ ОТРАСЛИ ЭНЕРГЕТИКИ

Окончание табл. 7.1.

Компания	Основные акционеры и их доли
	Limited (13,36 %, Кипр), Березвилль Инвестментс Лимитед (11,29 %, Кипр)
ТГК-8	ОАО «ЛУКОЙЛ» (79,68 %), ЗАО «Энергоактив» (10,50 %), ЗАО «Энергохолдинг» (9,82 %)
ТГК-9	ООО «КЭС-Холдинг» (50,45 %), Integrated Energy Systems Limited (21,44 %, Кипр), Европейский банк реконструкции и развития (7,88 %)
ОАО «Фортум» (ТГК-10)	Fortum Russia B.V. (92,9 %)
ТГК-11	«ИНТЕР РАО ЕЭС» (100 %)
ТГК-12	ООО «УК Сибирская генерирующая компания» (входит в СУЭК, 49,64 %)
ТГК-13	ООО «УК Сибирская генерирующая компания» (входит в СУЭК, 49,99 %)
ТГК-14	ООО «Энергопромсбыт» (76,91 %) совместное предприятие РЖД (51 %) и группы ЕСН (49 %)
Компании, не вошедшие в ОГК и ТГК	
ОАО «Башкирэнерго»	ФСК ЕЭС (21,27 %), «Уфанефтехим» (12,98%), «Башнефть», УНПЗ и «Новыйл» (по 11,63 %)
ОАО «Иркутскэнерго»	Государство (40 %), ОАО «ЕвроСибЭнерго» (51 %, в интересах En + Group)
ОАО «Новосибирскэнерго»	ОАО «ДКК» (72,63 %), «Дойче банк» (24,6%), основной бенефициар «Группа Е4»
ОАО «Татэнерго»	ОАО «Связьинвестнефтехим» (75,03 %, принадлежит РТ), министерство земельных и имущественных отношений Республики Татарстан (24,97 %).
ОАО «РАО Энергетические системы Востока»	Государство (52,68 %), ООО «Газпром энергохолдинг» (10,49 %)
ОАО «Концерн «Энергоатом»	ОАО «Атомэнергопром» (100 %, в составе государственной корпорации «Росатом»)

Примечания:

1. Государство владеет акциями в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом
 2. 14 июля 2009 г. на внеочередном общем собрании акционеров было принято решение о реорганизации ЮГК ТГК-8 путем преобразования его в общество с ограниченной ответственностью (первый прецедент деакционирования образованных в результате реформы РАО ЕЭС компаний).
- Источник: Минэнерго России, оценки Института энергетической стратегии.

Следует со всей определенностью отметить и такую недоработку реформы электроэнергетики, как «игнорирование» того факта, что отрасль вырабатывает не только электрическую, но и тепловую энергию. В ходе реформ рынка электроэнергии и мощности созданы были, а о том, что для большей части предприятий отрасли нужно еще учитывать и продажи тепла – «забыли». В результате если для электроэнергии либерализованный рынок к 2011 г. худо-бедно, но создан, то тепло все еще поставляется по регулируемым государством тарифам. Между тем, по оценке специалистов, ряд ТГК по-прежнему окупаем лишь осенью и зимой, а летом у них планово-убыточный период.

Анализ мирового опыта реформирования электроэнергетики показывает, что по формальным признакам (разделение по видам деятельности, приватизация) реформа электроэнергетики России в 2000-е гг. лежала в русле мировых тенденций (реформы в США, Великобритании, ЕС, ряде развивающихся

стран). Но если в указанных странах реформа была направлена на интеграцию локальных (региональных или национальных) рынков и электроэнергетических систем, то в России эффект был обратным. По итогам реформы РАО ЕЭС сохранилось единое управление энергосистемой, но в то же время возникли условия для монопольного завышения цен из-за отсутствия реальной конкуренции, а также усилились риски для стабильной и безопасной работы электроэнергетической системы. В совокупности указанные процессы требуют дополнительных действий по усилению конкуренции на рынке электроэнергии и мощности при сохранении существующей структуры собственности.

Как было показано в подразделе 3.3.7., аргументами в пользу реформы РАО были:

- необходимость значительных инвестиций в развитие отрасли;
- неспособность государства мобилизовать инвестиции;
- необходимость повышения эффективности и снижения цен путем создания конкуренции.

В реальности эти цели не были достигнуты полностью (что касается цен) или частично (инвестиции), оценки необходимых инвестиций – завышены, а финансовые возможности государства – занижены. Главное – потребитель оказался исключенным из программы развития электроэнергетики. Инвестиции, так или иначе, привели к росту тарифов, за что потребитель платит реальные деньги, а капитализация компаний приводит к увеличению доходов энергетических менеджеров и владельцев акций, что вызывает растущее социальное противостояние энергетиков и потребителей. Таким образом, акцент снова был сделан не на созидании, а на перераспределении собственности, что привело к деструктивным с точки зрения экономики и общества в целом результатам.

7.1.2. Оптовый и розничный рынок электроэнергии: искажения неизбежны

Важнейшим результатом реформы электроэнергетики к 2008 г. стало формирование в России оптового рынка электрической энергии и мощности. В силу технологических ограничений и особенностей модели реформы рынок, особенно с учетом регулируемых компонентов, принял весьма искаженный характер и способствовал росту цен на электроэнергию, а не их снижению, как предполагала реформа.

Основные принципы функционирования нового оптового рынка электроэнергии (мощности) были определены Постановлением Правительства РФ от 01.09.2006 г. Согласно содержащимся в постановлении правилам на оптовом рынке поставщиками электроэнергии являются генерирующие компании и импортеры электроэнергии. В роли покупателей

выступают потребители, приобретающие электроэнергию для удовлетворения собственных производственных нужд, сбытовые компании (включая гарантирующих поставщиков), приобретающие электроэнергию с целью дальнейшей перепродажи конечным потребителям, экспортеры электроэнергии. Инфраструктуру рынка образуют системный оператор, администратор торговой системы и сетевые компании, обеспечивающие выполнение заключенных контрактов.

Вместо регулируемого сектора и сектора свободной торговли на оптовом рынке внедрена система регулируемых договоров между продавцами и покупателями электроэнергии. Договоры являются регулируемыми, поскольку цены на электроэнергию в рамках этих договоров регулируются ФСТ. В 2006 г. доля регулируемых договоров составляла 100 %, а с 2007 по 2011 г. ее предполагается последовательно снижать каждый квартал, и в 2011 г. все оптовые поставки будут осуществляться по свободным ценам.

Объемы электроэнергии, не покрытые регулируемыми договорами, продаются по свободным ценам. Таких способов торговли электроэнергией в новой модели оптового рынка четыре: свободные двусторонние договоры; рынок «на сутки вперед»; балансирующий рынок; рынок мощности. В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки. Во вводимом рынке «на сутки вперед» участники подают заявки на полные объемы производства и потребления, а результаты аукциона ценовых заявок являются основой для планирования ОАО «СО ЕЭС» режимов производства и потребления электроэнергии: загружаются в первую очередь наиболее экономически эффективные генерирующие мощности. Если происходит отклонение от запланированных за сутки вперед объемов поставки, участники покупают или продают их на балансирующем рынке.

С 1 июля 2008 г. запущен конкурентный рынок мощности, либерализация которого соответствовала темпам либерализации рынка электрической энергии. Реформа пошла по пути двутоварной модели отраслевого рынка: рынка электрической энергии и рынка мощности. В структуре выручки генерирующих компаний на электроэнергию приходится 40 % вырученных средств, а 60 % выручки формируется от продажи мощности. При продаже мощности у поставщиков появляются обязательства по поддержанию их генерирующего оборудования в постоянной готовности к выработке электрической энергии. Эти обязательства заключаются в соблюдении поставщиком заданного «СО ЕЭС» режима работы генерирующего оборудования, включая соблюдение выбранного «СО ЕЭС» состава оборудования и его параметров. Такие механизмы введены для страхования рисков снижения текущей надежности в работе энергосистемы. Конкурентный отбор мощности является механизмом установления цены.

Либерализация рынка мощности осуществляется теми же темпами, что и либерализация оптового рынка электроэнергии. На рынке мощности потребители оптового рынка оплачивают поддержание поставщиками генерирующих мощностей в готовности. Мощность реализуется либо **по тарифам**

(по регулируемым договорам или по двусторонним договорам на мощность), либо **по нерегулируемым ценам** (по свободным договорам на поставку электроэнергии и мощности (СДЭМ) или по договорам купли-продажи, по которым покупатели продают излишнюю, а продавцы — приобретают недостающую для исполнения обязательств мощность).

В то же время развитие рынка генерирующих мощностей не является бесспорным. Фактически, оно определяется монополистами, а потребители оплачивают из своих средств увеличение выручки и капитализации ОГК и ТГК, особенно РусГидро и Росэнергоатома. Это вызывает стремление потребителей к созданию собственных генерирующих мощностей и компаний. Альтернативой этому могло бы быть участие потребителей в капитале генерирующих компаний посредством передачи им части дополнительной эмиссии акций на величину инвестиционной составляющей оплачиваемого потребителем (или государством) тарифа.

Географически оптовый рынок России разделен на первую (европейская часть и Урал) и вторую (Сибирь) ценовые зоны. Такое разделение обусловлено существованием сетевых ограничений на переток мощности из одной зоны в другую. В неценовых зонах, включающих в себя Дальний Восток, Республику Коми, Архангельскую и Калининградскую обл., в основном сохраняются регулируемые отношения, так как сформировать конкурентную среду при монопольном положении отдельных участников и наличии ограничений на переток активной мощности в ценовую зону невозможно.

В 2009 г. впервые за историю оптового рынка объемы реализации электроэнергии в нерегулируемых секторах превысили объемы реализации по регулируемым договорам (с учетом поставок в неценовых зонах). В продаже мощности доля регулируемых договоров составила 68 %, что обусловлено более поздним началом либерализации рынка.

В ходе реформы электроэнергетики либерализация цен *на розничном рынке* синхронизирована с процессом либерализации цен на оптовом рынке. Население в переходный период приобретает весь потребленный объем по регулируемым ценам.

Уровень нерегулируемых цен определяется по специальной, зафиксированной в Правилах формуле на основании цены на оптовом рынке за истекший месяц, с учетом регулируемых государством тарифов на услуги по передаче электрической энергии, инфраструктурные услуги, а также сбытовой надбавки.

Целевая модель розничных рынков, согласно концепции реформирования отрасли, имеет следующие основные черты:

- право выбора потребителями любой сбытовой компании;
- наличие специального института гарантирующих поставщиков, обязанных заключить договор с любым обратившимся к нему потребителем;
- нерегулируемые цены для всех, кроме гарантирующего поставщика.

В свободной конечной цене электроэнергии регулируемые останутся:

- стоимость услуг гарантирующего поставщика (сбытовая надбавка);

- стоимость услуг сетевых организаций;
- тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности.

Также регулированию будет подлежать плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Вплоть до 2006 г. основу *тарифного регулирования в электроэнергетике* составлял принцип индексации тарифов на основе формулы «инфляция минус». Итогом применения данной тарифной модели стал дефицит собственных инвестиционных средств у генерирующих компаний отрасли. Поэтому в 2006 г. было принято решение перейти к принципу индексации тарифов на основе формулы «издержки плюс». Кроме того, по мере либерализации оптового рынка электроэнергии доля поставок по регулируемым ценам последовательно сокращается.

Для поставщиков оптового рынка ФСТ России утверждает постанционные ставки на электроэнергию, единые ставки на мощность для региональных генерирующих компаний, входящих в ТГК, и постанционные ставки на мощность для электростанций, входящих в ОГК. Для всех АЭС, входящих в ОАО «Концерн «Росэнергоатом», до 2007 г. устанавливались единые ставки на электроэнергию и мощность.

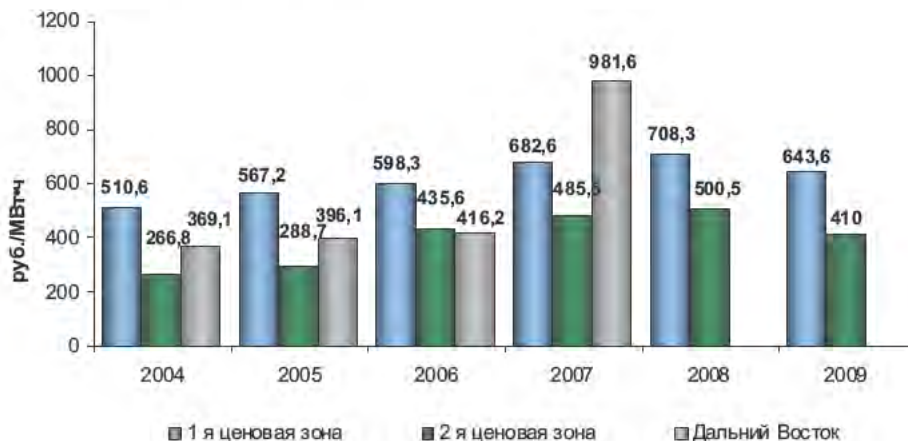
При регулировании тарифов для розничных рынков цены для населения повышаются быстрее, чем в среднем по электроэнергетике в целях сокращения перекрестного субсидирования между промышленностью и населением.

Что касается тарифов на услуги системных организаций, то тарифы на услуги ОАО «ФСК ЕЭС» с 2006 г. оплачивают подключенные к ЕНЭС распределительные сетевые компании и крупные потребители, а не энергосбытовые компании по индивидуальным ставкам. В рамках тарифной кампании на 2009 г. на метод тарифного регулирования на основе доходности инвестиционного капитала (RAB) перешли более 10 распределительных электросетевых компаний.

Цены на электроэнергию для всех категорий пользователей в течение последних четырех лет росли темпами, превышающими темпы роста инфляции (рис. 7.2). В целом же тенденция беспрецедентного по мировым меркам роста тарифов наблюдается с 1999 года. За прошедшее десятилетие и в рублевом, и в долларовом эквиваленте электроэнергия подорожала в 4-4,5 раза (до девальвации рубля в конце 2008 - начале 2009 г.). Этот фактор существенно снизил конкурентоспособность российской экономики и отражает низкий уровень эффективности электроэнергетики в сочетании с высоким лоббистским потенциалом компаний отрасли. В условиях экономического кризиса влияние роста тарифов на деловую активность, уровень инфляции и уровень жизни населения стало особенно существенным.

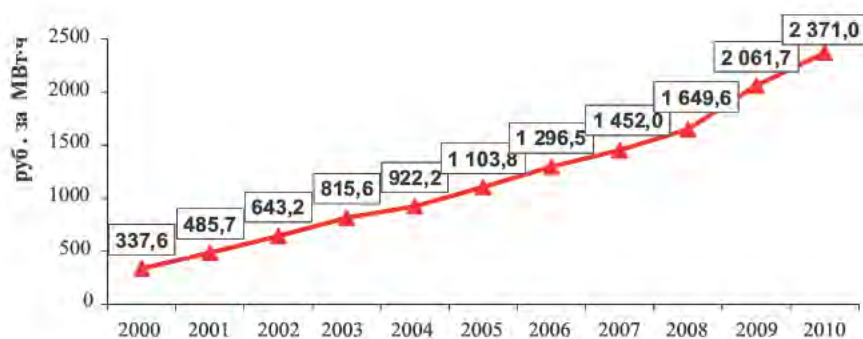
Средние потребительские цены в 2000-2009 гг. непрерывно росли, увеличившись в 7 раз до уровня в 2371 руб. за МВт•ч. Необходимо отметить, что уровень цен в России уже превысил уровень цен в США и приближается к показателям ряда европейских стран (рис. 7.3). В отличие от тарифов на природный

газ рост тарифов на электроэнергию не пересматривался в связи с кризисом и составил в 2009 г. для промышленных потребителей 19 %, а для населения — 25 %. Рост продолжился и в 2010 году.



Источник: Институт энергетической стратегии по данным ФСТ России, Минэнерго России.

Рис. 7.2. Динамика цен на электроэнергию на оптовом рынке в 2004–2010 гг.



Источник: Росстат.

Рис. 7.3. Динамика средних потребительских цен на электроэнергию в 2000–2010 гг.

Средний тариф для населения рос наиболее быстрыми темпами. Так, в 2005 г. темп роста тарифов для населения в 1,7 раза превышал уровень инфляции, а в 2009 г. – в три раза. В сравнении с темпами роста среднего тарифа для

промышленных потребителей, темп роста среднего тарифа для населения в период 2005-2009 гг. был выше на 60-90 %. Это способствовало радикальному сокращению перекрестного субсидирования в отрасли.

Региональная дифференциация тарифов на электроэнергию на розничном рынке является в России самой высокой в мире и достигает 8 раз. Подобные диспропорции являются не столько доказательством неэффективности государственного регулирования, сколько следствием особенностей производства электроэнергии и цены топлива в данном регионе. Самые низкие цены на электроэнергию в России действуют на розничном рынке регионов с преобладанием гидроэнергетики, самые высокие — в районах Крайнего Севера (от автономных источников энергоснабжения).

Необходимо отметить, что во многих регионах фактические темпы роста тарифов для потребителей с учетом составляющей цены сбытовых компаний были существенно выше, чем установленные ФСТ РФ, и достигали 30 % и даже более. Фактический рост цен на электроэнергию в 2008 г. составил 27 %, что существенно выше предельных уровней, установленных на этот год ФСТ России (16-18 %), в 2009 г. — 19 %, в 2010 г. — 13 %, в 2011 г. ожидается рост на 10 %. Таким образом, рост тарифов замедляется, но продолжает существенно опережать инфляцию.

Говорить о *формировании эффективного конкурентного рынка электроэнергии в России преждевременно*. На оптовых рынках электроэнергии и мощности сохраняются значительные искажения. Они связаны с доминирующим положением отдельных игроков, возможностями сговора между несколькими влиятельными игроками, отсутствием реальной ценовой конкуренции в условиях ограниченного выбора мощностей и повышения средних цен до уровня предельных и т.п.

На розничном рынке электроэнергии сохраняется государственное регулирование, которое после реформы отрасли стало гораздо более сложным и запутанным. При этом сформировалась устойчивая тенденция опережающего роста розничных цен по отношению к оптовым, особенно для населения.

Регулируемые тарифы на электроэнергию практически достигли уровня цен свободного рынка электроэнергии, а в отдельные периоды превышали ее. В докризисный период работы национального оптового рынка электроэнергии и мощности (НОРЭМ) уровень цен был выше регулируемого сегмента на 30-50 %. В кризисный период эта разница из-за падения спроса резко сократилась, но по мере улучшения экономической ситуации стала восстанавливаться. Как следствие, несмотря на падение спроса (на 4,5 %), генерирующие компании смогли в 2009 г. многократно увеличить чистую прибыль и превратились в один из самых высокодоходных сегментов экономики. В результате реформы сложился неэффективный и сложный рынок, который приводит к систематическому росту цен, которые, как уже было отмечено выше, уже приблизились к уровню США, а к 2015 г. при сохранении существующих тенденций могут превысить цены в Европе. Это означает, что одна из ключевых целей реформы не достигнута, а на экономику ложится значительная дополнительная нагрузка.

7.1.3. Потребление электроэнергии в России: необходима осторожность в оценках

Рост потребления электроэнергии в 2000-2008 гг. породил завышенные ожидания по росту в будущем, игнорировавшие реальный потенциал развития российской экономики и эластичность роста потребления по росту ВВП.

Осторожные оценки показывают значительный потенциал роста, но он много меньше цифр, принятых в стратегических документах развития страны (ЭС-2030) и самой отрасли (Генсхема).

Исторический максимум потребления, выработки электроэнергии и пиковой нагрузки в ОЭС России был зафиксирован в 1990 г. (1074 млрд кВт·ч) и до сих пор не преодолен. В 1998 г. период падения спроса, вызванный резким сокращением промышленного производства, закончился и начался рост. С 2000 по 2008 г. потребление выросло на 18,3 % и достигло 1019,8 млрд кВт·ч. При этом 98,6 % потребления приходилось на ЕЭС России, 1,4 % – на децентрализованные узлы. Незначительный нетто-экспорт электроэнергии (1,5 % производства) приводит к тому, что величина общего потребления энергии (включая потери) имеет такую же динамику, как и производство.

Максимум прироста выработки и потребления электроэнергии в 2000-2008 гг. наблюдался в 2006 г. (4,5 и 4,2 % соответственно), что было обусловлено аномально холодной зимой 2005/2006 гг. в сочетании с быстрым экономическим ростом. Кроме того, в 2010 г. прирост производства и потребления составил 4,7 и 4,5 % соответственно, что было обусловлено восстановлением энергоемких отраслей экономики и погодными аномалиями. Однако на длительном временном интервале, с учетом периодических кризисных спадов, темпы роста потребления и производства электроэнергии составляют 1,3-1,7 % (1998-2009 или 2000-2010 гг.). В период устойчивого экономического роста 2000-2008 гг. темпы роста составили только 2,1 %. Между тем в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 г., планах РАО ЕЭС и первоначальном варианте Договоров на предоставление мощности (ДПМ) были приняты гораздо более высокие темпы роста потребления (3-4 % и более). Это привело к завышенным планам по вводам мощностей, избыточным инвестиционным затратам и завышению тарифов на электроэнергию.

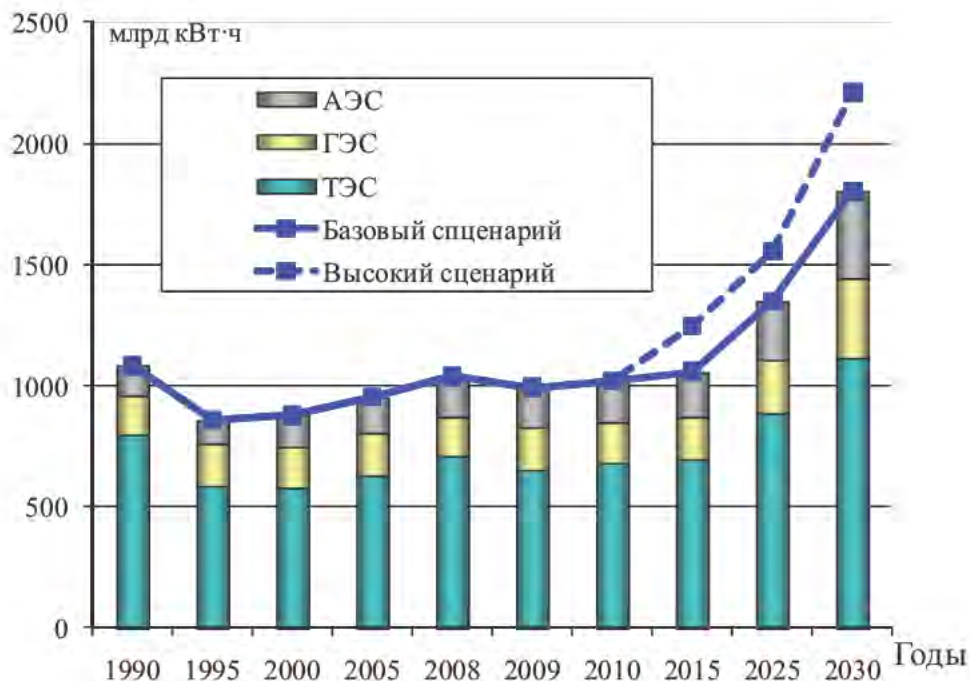
В перспективе нет оснований ожидать роста эластичности прироста энергопотребления по приросту ВВП. Напротив, по мере модернизации и развития менее энергоемких секторов экономики (сфера услуг, отрасли с более высокой добавленной стоимостью) она будет снижаться. Необходимо отметить, что темпы роста ВВП и эластичность прироста энергопотребления по росту ВВП име-

ют отрицательную взаимосвязь: быстрый рост ВВП в России в 2010-2020-е гг. будет возможен только на базе развития несырьевых отраслей экономики (что предполагает быстрый рост энергоэффективности), в случае же инерционного энергоемкого роста темпы его будут низкими. В 2000-е гг. имел место быстрый рост энергоемких базовых отраслей промышленности, но в 2010-е гг. потенциал роста будет существенно ниже. В этой связи долгосрочный устойчивый темп роста энергопотребления, скорее всего, не превысит 1,5-1,7 %. В периоды устойчивого экономического роста он будет составлять до 2 %, но периодические кризисные спады будут компенсировать превышение средних темпов. Между тем прогнозы Энергетической стратегии России на период до 2030 года предполагают долгосрочные темпы роста на уровне 2,7-3,8 % в год (рис. 7.4).

В Обосновывающих материалах к Энергетической стратегии рассматривается более широкий спектр возможных вариантов развития электроэнергетики, в том числе и более осторожные оценки. Осторожная оценка величины энергопотребления дает на 2015 г. величину 1120-1140 млрд кВт•ч, что согласуется с задачами ЭС-2030. Но дальнейшие прогнозы ЭС-2030 представляются существенно завышенными. К концу второго этапа (2022-2024 гг.) энергопотребление по ЭС-2030 должно составить 1315-1518 млрд кВт•ч. Между тем реалистичная оценка дает величину порядка 1250-1300 млрд кВт•ч – ниже минимального уровня прогноза ЭС-2030. В дальнейшем разрыв увеличивается. К концу третьего этапа (2030 г.) энергопотребление по ЭС-2030 должно составить 1740-2164 млрд кВт•ч. Между тем реалистичная оценка дает величину порядка 1350-1500 млрд кВт•ч – существенно ниже минимального уровня прогноза ЭС-2030¹¹². Но на сегодняшний день у специалистов нет однозначного мнения о том, какие риски более опасны: риски занижения спроса и возможного дефицита энергетических мощностей, что может стать угрозой энергетической безопасности страны и ее регионов в условиях ускоренного экономического развития за счет энергоемких производств или аномально холодных зим, либо риски замораживания инвестиций в энергетическое строительство без реализации вложенных средств. В этих условиях очень важно вести опережающий мониторинг энергетического развития, тем более что срок ввода новых объектов составляет не менее 7-8 лет.

В период до 2000 г. в структуре производства электроэнергии падала доля ТЭС и росли доли АЭС и ГЭС. За 2000-2010 гг. доля ГЭС колебалась в коридоре 16-19 % в зависимости от водности рек, доля АЭС возросла с 14,9 до 16,9 % (за счет повышения КИУМ и ввода новых мощностей), а доля ТЭС несколько снизилась (с 66,3 % до 65,7 %).

¹¹² Следует отметить, что здесь представлены предварительные осторожные оценки. Проблема требует дальнейшей проработки. Подробнее см.: Российская электроэнергетика-2050 в контексте инновационного развития. М.: Институт энергетической стратегии, 2011.



Примечание. Прогноз ЭС-2030 включает базовый и инновационный сценарии, график построен на основе средних значений.

Источник: Росстат, ГП «ЦДУ ТЭК», Минэкономразвития России, ЭС-2030.

Рис. 7.4. Динамика и прогноз производства электроэнергии в России, 1990-2030 гг.

Следует отметить, что в реальных условиях российской действительности 1990-х гг. именно АЭС брали на себя основной прирост нагрузки (например, почти 100 % общего прироста в зиму 1999-2000 гг. при увеличении объема производства электроэнергии на АЭС на 16 % за 1999 г.). В дальнейшем в структуре производства электроэнергии ожидаются снижение доли ТЭС и рост доли АЭС до 20-22 % к 2030 г. при стабильной доле ГЭС.

Необходимо учитывать, что амбициозные планы роста мощности АЭС и ГЭС опираются на инвестиционные программы государственной корпорации «Росатом» и ОАО «РусГидро», обоснованность и эффективность которых является спорной. А это, с учетом прогнозируемых бюджетных проблем в ближайшей и среднесрочной перспективе, ставит под сомнение их реализацию в полном объеме, тогда как в тепловой энергетике инвестиционные программы реализуются частными компаниями, которые, напротив, стремятся оптимизировать капиталовложения и собственные издержки.

Вероятно, потребление электроэнергии, генерирующие мощности и их вводы фактически будут существенно ниже прогнозов ЭС-2030, что будет способствовать консервации сложившейся структуры электроэнергетики.

Таким образом, к 2030 г. изменения в структуре производства электроэнергии, вероятно, будут даже менее значительными, чем прогнозирует ЭС-2030. Но в ЭС-2030 недостаточно рассматриваются перспективы возобновляемой энергетики, которая реально может способствовать изменению структуры производства электроэнергии в ряде регионов России.

7.1.4. Потребление топлива электростанциями России: необходимо договариваться

Несмотря на то, что в ЭС-2030 заложено значительное повышение эффективности работы электростанций, из-за быстрого роста потребления электроэнергии прогнозируется быстрый рост спроса на газ и уголь. В реальности, видимо, изменение и эффективности, и спроса будет более умеренным.

В структуре потребления топлива российскими электростанциями основное положение занимает газ, доля которого в 2009 г. составила 68,0 %, доля угля – 30,1 %, мазута – 1,9 % (табл. 7.2). В 2009 г. электростанциями было израсходовано 149,8 млрд куб. м газа, 121,2 млн т угля, 3,8 млн т мазута. По сравнению с 1990 г. снизилась доля угля и мазута за счет роста доли природного газа. Этому процессу способствовали относительно низкие цены на природный газ в течение большей части рассматриваемого периода. С учетом технологических преимуществ этого вида топлива это делало угольные и мазутные электростанции неконкурентоспособными. В предыдущих разделах уже отмечалось, что равные издержки при производстве электроэнергии на угле и на природном газе достигаются, если цены на природный газ на единицу энергии в 1,7-2,0 раза выше, чем на уголь, в то время как фактически это соотношение составляло 0,9-1,3:1. Государственная ценовая политика (цены на природный газ – регулируемые) привела к сдвигу в пользу газовой генерации.

Таблица 7.2. Прогноз потребности тепловых электростанций в топливе на период до 2030 г. по ЭС-2030, млн т у. т.

	2005 г. (факт)	2008 г. (факт)	2009 г. (факт)	2015 г.	2025 г.	2030 г.
Суммарная потребность	279	292,8	269,9	296–333	348–388	416–460
газ	194	206,4	191,8	210–222	233–237	265–266
твердое топливо	77	80,9	72,7	74–101	97–137	131–185
мазут	8	5,5	5,3	5–6	6–7	6–7

Источник: ЭС-2030, Отчет Системного оператора ЕЭС за 2009 г., ОАО «Газпром».

Удельный расход топлива на производство электрической энергии в 2000-2007 гг. имел слабую тенденцию к снижению (с 340 г у.т. на 1 кВт•ч до 333 г). Это было обусловлено вводом новых современных генерирующих мощностей, выводом из эксплуатации или техническим перевооружением устаревших энергоблоков, повышением КПД ТЭЦ за счет оптимизации загрузки теплофикационных турбин. На общей эффективности использования топлива (включая производство тепла) отрицательно сказалось снижение удельной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу.

Затраты топлива по генерирующим компаниям различаются в 1,5 раза. Это обусловлено, во-первых, структурой потребляемого топлива (при сжигании газа удельный расход топлива ниже, чем при сжигании угля), а во-вторых, возрастом и техническим состоянием генерирующих мощностей. Этот фактор является одной из причин неэффективности рынка электроэнергии и завышения цен на нем: цены, как правило, подтягиваются к себестоимости менее эффективного поставщика. Этот эффект не имел бы места, если бы компании были сбалансированы по издержкам, либо если бы число их было больше.

В перспективе ожидается существенное снижение удельных затрат топлива на производство электрической и тепловой энергии за счет модернизации существующих и строительства новых мощностей. По прогнозам ЭС-2030, к концу первого этапа (2015 г.) ожидается снижение удельного энергопотребления до 315 г у.т. на кВт•ч, к концу второго этапа (2022-2024 гг.) – до 300 г у.т., к концу периода реализации Стратегии – до 270 г у.т.

Несмотря на существенный рост энергоэффективности, заложенные в ЭС-2030 высокие темпы роста потребления электроэнергии приводят к значительному росту потребления органического топлива при опережающем росте потребления природного газа. Так, уже на первом этапе рост потребления должен составить 5-18 % к уровню 2009 г. (в том числе газа 9-16 %, угля – 13-19 %), на втором этапе – 23-38 % к уровню 2009 г. (в том числе газа 21-24 %, угля – 14-61 %), на третьем – 48-63 % (в том числе газа 38-39 %, угля – 54-118 %). Таким образом, Энергетическая стратегия ориентирует на значительный рост потребления природного газа и еще более быстрый, хотя и менее определенный, рост потребления угля.

Если опираться на осторожные оценки прироста потребления электроэнергии и заложенные в ЭС-2030 параметры роста энергоэффективности, возникает принципиально иная картина. Так, уже на первом этапе рост потребления должен составить 10-12 % к уровню 2009 г. (в том числе газа 10-11 %, угля – 12-18 %), на втором этапе – 17-21 % к уровню 2009 г. (в том числе газа 17-21 %, угля – 18-24 %), на третьем – 19-23 % (в том числе газа 16-21 %, угля – 24-30 %). Таким образом, при переходе от минимального варианта к максимальному почти весь прирост приходится на уголь, особенно на третьем этапе¹¹³.

¹¹³ Представлены предварительные осторожные оценки. Подробнее см.: Российская электроэнергетика-2050 в контексте инновационного развития – М.: Институт энергетической стратегии, 2011.

Если на первом этапе осторожные оценки укладываются в диапазон значений Энергетической стратегии, то уже на втором и, особенно на третьем этапе возникает значительное расхождение. Потенциал роста потребления газа до 2030 г. в осторожных оценках вдвое ниже, чем в ЭС-2030 (16-21 и 38-39 % соответственно), а потенциал роста потребления угля – в 2-4 раза (24-30 и 54-118 %). Эти различия оказывают глубокое воздействие на развитие угольной и газовой отраслей: внутренний спрос в действительности будет ниже, чем заложено в прогнозах ЭС-2030.

7.1.5. ЕЭС России: наследие СССР, которое надо приумножать и развивать

Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) является ценнейшим наследием советского периода. Для ее развития необходимы значительные инвестиции и использование технологий «умной» энергетики.

Для технологической и организационной структуры электроэнергетики решающую роль играет наличие Единой электроэнергетической системы. Она была создана в СССР и в свое время была самой эффективной и крупной системой такого типа в мире, позволяя повысить эффективность и надежность энергоснабжения, оптимизировать используемые энергетические ресурсы. За все годы ее существования не было тяжелых системных аварий с нарушением электроснабжения крупных городов и регионов, подобных тем, которые потрясли страны Северной Америки (США – 1975, 1977, 1989, 1994 и 1996 гг. и Канаду – в 1982, 1988 и 1989 гг.) и Западной Европы (Францию в 1978 и 1987 гг., Швецию – в 1979 и 1983 гг., Бельгию – в 1982 г.).

В настоящее время в составе ЕЭС России работает семь Объединенных энергосистем, из которых шесть – в параллельном режиме: Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири (табл. 7.3). Обеспечивают параллельную работу электростанций на всей территории от Балтики до Байкала ЛЭП 110 кВ и выше общей протяженностью 414 тыс. км¹¹⁴.

Территория, охватываемая электрическими сетями ЕЭС России, включает 5 часовых поясов, благодаря чему достигается снижение совмещенного

¹¹⁴ Основная электрическая сеть объединенных энергосистем сформирована с использованием двух систем номинальных напряжений: в ОЭС Северо-Запада и западной части ОЭС Центра – 330-750 кВ, в центральных и восточных объединениях – 220-500 кВ. В ОЭС Урала и Сибири работают на напряжении 500 кВ первые ВЛ 1150 кВ.

максимума нагрузки ЕЭС России приблизительно на 6 %.¹¹⁵

Отдельную синхронную зону образуют параллельно работающие энергосистемы в составе ОЭС Востока. Их параллельную работу обеспечивали 33 тыс. км ЛЭП 110 кВ и выше. Более 2/3 территории страны с населением около 20 млн чел. находится в зоне децентрализованного энергоснабжения.

В ходе реформы электроэнергетики технологическое единство ЕЭС было сохранено, несмотря на изменение организации рынка. Базовый принцип стратегии развития ЕЭС России предусматривает, что ОЭС до 2030 г. строятся преимущественно как сбалансированные по производству и потреблению энергии. Обмен электроэнергией между ними осуществляется для реализации преимуществ совместной работы энергосистем и касается в основном пиковых нагрузок.

Таблица 7.3. Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России в 2010 г.

Показатель	Энергообъединения							
	ЕЭС России	Центра	Средней Волги	Урала	Северо-Запада	Юга	Сибири	Востока
Установленная мощность, МВт	214868,6	49871,4	26422,2	43285,3	21572,1	17571,2	46899,8	9246,6
Располагаемая мощность, МВт	193317	48546	23427	41641	19046	15332	36307*	9018
Нагрузка, МВт	151271	39633	17603	34853	14700	12585	27654	4243
Выработка ЭЭ, млрд кВт·ч	1004,72	236,5	109,51	250,47	101,36	75,25	200,54	31,09
Потребление ЭЭ, млрд кВт·ч	988,96	221,85	104,99	248,73	92,72	82,41	208,35	29,91

Примечание. По состоянию на декабрь 2010 года.

Источник: Минэнерго России.

Основу ЕЭС, как уже было отмечено выше, образуют магистральные сети высокого напряжения. Сверхнормативный срок (более 25 лет) отработали 67 % ЛЭП и 47 % подстанций ЕНЭС России. Это требует значительных инвестиций в отрасль, которые начали осуществляться в конце 2000-х в рамках деятельности Федеральной сетевой компании (ФСК).

ФСК ЕЭС прогнозирует, что протяженность ЛЭП напряжением 330 кВ и выше в ЕНЭС увеличится с текущих 55,3 тыс. км до 68,1 тыс. км к 2015 г., 81 тыс. км к 2020 г., 96,8 тыс. км к 2025 г., 108 тыс. км к 2030 году. ФСК ориентируется на увеличение мощности электростанций России до 324 ГВт к 2030 г. (несколько выше максимального уровня нашего прогноза, но ниже минимального уровня ЭС-2030). Трансформаторная мощность должна возрасти с 164,6 тыс. МВА в 2009 г. до 329,2 тыс. МВА в 2030 году.

¹¹⁵ Подробнее о ЕЭС страны и проблемах ее функционирования и развития см., напр.: Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (Проблемы функционирования и развития электроэнергетики). М.: МГФ «Знание», 2001 г.

Кроме магистральных сетей, в электросетевое хозяйство России входит распределительный сетевой комплекс протяженностью ЛЭП более 2,5 млн км. С 2000 г. в электрических сетях РФ наблюдался рост потерь электроэнергии, которые по итогам 2008 г. составили 13 % от отпуска электроэнергии в сеть. К 2015 г. ожидается снижение потерь до уровня не более 12 %, к 2025 г. – 10 % и к 2030 г. – 8 %.

Помимо количественного роста ЕЭС, ФСК ЕЭС значительное внимание уделяет качественному развитию энергосистемы, в том числе внедрению технологий Smart Grid («умные» сети) – комплекса технических средств, позволяющих оперативно менять характеристики электрической сети. В течение последних лет Федеральная сетевая компания внедряет в Единой национальной электрической сети ряд элементов, которые позволяют наделить ее новыми качествами. В числе реализованных российских элементов «умных» сетей – установка СТАТКОМ на подстанции 400 кВ «Выборгская» в Ленинградской области, использование которой снизит потери электроэнергии при ее экспорте в Финляндию, управляемые шунтирующие реакторы (УШР), установленные на ПС 500 кВ «Таврическая», «Барабинская», «Иртыш» и других; мультикамерный изолятор-разрядник для воздушных линий электропередачи. Начиная с 2013-2014 гг., планируется внедрение новых решений, включая вставки постоянного тока, использование сверхпроводников и другие направления.

Среди ожидаемых эффектов полномасштабного осуществления проекта «умные» сети – снижение потерь электроэнергии в сетях на 25 %, что даст экономию около 35 млрд кВт•ч в год (эквивалентно ежегодной выработке электростанций мощностью 7,5 ГВт). При нынешних ценах на электричество (1,48 руб. за 1 кВт•ч) ежегодная экономия составит более 50 млрд руб. К 2012 г. объем финансирования НИОКР предполагается довести до 5 млрд руб. в год (2009 г. – 0,39 млрд). Следует отметить, что в России под развитием «умных» сетей понимается не столько внедрение информационных технологий, сколько комплексная модернизация существующих сетей на базе инновационных технологий.

Развитие сетевого хозяйства является ключевой проблемой для электроэнергетики России. С одной стороны, оно хронически недофинансируется. С другой стороны, его развитие позволит решить целый ряд системных проблем электроэнергетики, а именно:

- пустить «запертые мощности» в сеть,
- оптимизировать режимы нагрузки,
- снизить потребность в пиковой мощности,
- сократить потери,
- снизить потребность в вводе генерирующего оборудования при повышении надежности работы ОЭС.

Наконец, развитие сетевого хозяйства является важнейшей предпосылкой развития ВИЭ и децентрализованной генерации.

7.1.6. Мощность электростанций России: планы и реальная потребность

Реальная потребность энергосистемы России в мощности, с учетом осторожных оценок роста спроса на электроэнергию и возможностей повышения эффективности использования мощностей, существенно ниже большинства официальных оценок. Но в любом случае значительный рост мощности необходим.

В 1991-2000 гг. установленная мощность электростанций России не изменилась, а с 2000 по 2009 г. возросла с 212,8 до 226,5 ГВт (рис. 7.5), в том числе в ЕЭС России – до 211,8 ГВт¹¹⁶, в силу инерционности основных фондов. Если максимум потребления и производства электроэнергии 1990 г. до сих пор не достигнут, то мощности возросли примерно на 7 %. Это привело к снижению коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) с 58,8 % в 1990 г. до 50,7 % в 2009 г. (1995 г. – 47,6 %, 2008 г. – 53,2 %).

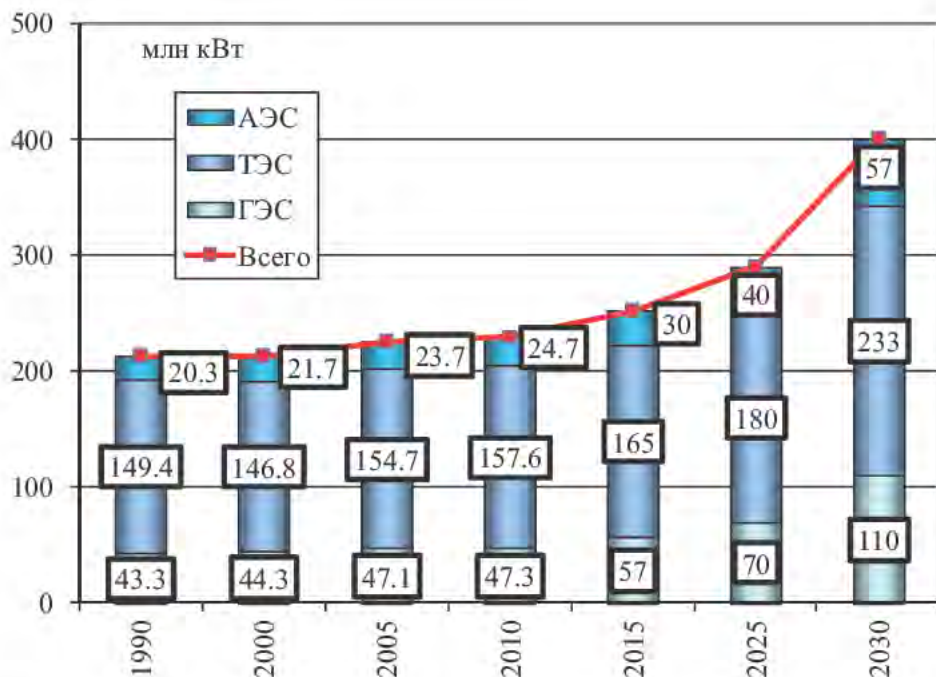
Но реальная располагаемая мощность единой энергосистемы составляет всего 198,8 ГВт, а с учетом ограничения межсистемных связей, ремонтов и режимов работы оборудования эффективно может быть использовано только порядка 175-180 ГВт. Таким образом, существует значительный резерв повышения выработки электроэнергии за счет развития межсистемных связей, устранения «запертой мощности», оптимизации режима работы оборудования – без формального увеличения установленной мощности электростанций (в том числе – за счет вложений в сетевое хозяйство, что существенно дешевле). Так, при доведении КИУМ до 60 % выработка электроэнергии может быть доведена до 1174 млрд кВт•ч без изменения величины генерирующих мощностей, что достаточно для удовлетворения потребностей экономики России до 2015 года. Но пока этот резерв практически не реализуется. Эффективно растет только КИУМ АЭС – с менее чем 50 % в 1998 г. до 80,3 % в 2009 году.

В структуре генерирующих мощностей изменений, фактически, не произошло. Доля ТЭС в установленной мощности составляет 68,7 %, доля АЭС – 10,4 %, а доля ГЭС – 20,9 %. После завершения реформы электроэнергетики России наибольшими значениями установленной мощности располагали ОАО «Концерн Энергоатом» – 23,7 ГВт, ОАО «РусГидро» (22,9 ГВт), ОАО «Иркутскэнерго» (12,9 ГВт). Суммарная установленная мощность ТГК России, по итогам 2009 г., составила 54,0 ГВт, ОГК – 53,2 ГВт.

Прогнозы Энергетической стратегии, с одной стороны, предполагают весьма

¹¹⁶ Указанная цифра не учитывает временный выход из строя Саяно-Шушенской ГЭС (фактическая потеря мощности после аварии составила 6,4 ГВт). Полное восстановление СШ ГЭС ожидается к 2012 г., три агрегата запущены уже в 2010 году.

медленное повышение КИУМ (только к концу третьего этапа, к 2030 г., КИУМ почти достигнет значений 1990 г.), а с другой – опираются на значительно завышенный прогноз потребления электроэнергии. В результате предполагается быстрый рост генерирующих мощностей всех видов: ТЭС – на 32-67 % к 2030 г., ГЭС – на 92-173 %, АЭС – на 119-162 %.



Примечание. Прогноз ЭС-2030 включает базовый и инновационный сценарии, график построен на основе средних значений.

Источник: Институт энергетической стратегии, Росстат, ЭС-2030.

Рис. 7.5. Установленная мощность электростанций России по видам генерации в 1990-2030 гг., ГВт

При указанных в предыдущих главах осторожных оценках энергопотребления и при условии повышения КИУМ к 2015 г. (первый этап ЭС-2030) потребность в мощности составляет 237-250 ГВт. Это цифра в принципе согласуется с прогнозом ЭС-2030 (239-267 ГВт). Однако на втором и третьем этапе уже возникает большое расхождение. По нашим оценкам¹¹⁷, к концу второго этапа ЭС-2030 (2022-2024 гг.) потребность в мощности составит 255-270 ГВт (прогноз ЭС-2030 – 275-315 ГВт), а к концу третьего этапа (2030 г.) – 270-290 ГВт (прогноз ЭС-2030 – 355-445 ГВт).

¹¹⁷ Представлены предварительные осторожные оценки. Подробнее см.: Российская электроэнергетика-2050 в контексте инновационного развития. М.: Институт энергетической стратегии, 2011.

Таким образом, прогнозы ЭС-2030 по потребности в мощности существенно завышены. При этом в случае более быстрого повышения КИУМ потребность может оказаться даже несколько ниже наших оценок. Для этого необходимы значительные инвестиции в сети и внедрение элементов «умных» сетей. Таким образом, если по прогнозу ЭС-2030 установленная мощность электростанций должна возрасти на 57-67 %, то наши оценки показывают, что необходимый рост составляет 19-28 %.

Снижение прогноза по вводу мощностей в осторожном варианте по сравнению с ЭС-2030 сужает пространство для маневра в структуре генерирующих мощностей. Согласно прогнозу ЭС-2030, ожидается сокращение мощностей ТЭС при росте мощностей АЭС и ГЭС. К 2030 г. в структуре генерирующих мощностей доля ТЭС может составить около 58 %, доля АЭС – 14 %, доля ГЭС – 28 %. По нашим же оценкам, динамика мощностей ГЭС и АЭС значительно завышена; доля ТЭС будет снижаться существенно медленнее.

Оценки ЭС-2030 на первом этапе ее реализации совпадают с осторожным вариантом. Мощность АЭС по ЭС-2030 к 2015 г. достигает 28-33 ГВт, по нашим оценкам – 28-30 ГВт. В дальнейшем возникает радикальное расхождение: по ЭС-2030, к концу второго этапа мощность АЭС должна составить 37-41 ГВт (наша оценка – 30-37 ГВт), к концу третьего этапа – 52-62 ГВт (наша оценка – 32-40 ГВт). Еще большее расхождение наблюдается для ГЭС. Уже к 2015 г. ЭС-2030 предполагает рост мощностей до 55-59 ГВт (наша оценка – 51-54 ГВт), к 2020 г. – до 66-73 ГВт (наша оценка – 55-60 ГВт) и, наконец, к 2030 г. – до 91-129 ГВт (наша оценка – 60-65 ГВт).

Как уже отмечалось выше, амбициозные планы развития атомной и гидроэнергетики реализуются в основном на государственные средства, и с учетом ожидающихся бюджетных проблем они будут реализованы не в полном объеме. В тепловой энергетике относительное расхождение между прогнозами ЭС-2030 и осторожными оценками меньше. Тем не менее, к 2030 г. прогноз ЭС-2030 составляет 206-260 ГВт мощностей тепловых электростанций, в то время как осторожная оценка показывает величину порядка 178-185 ГВт.

Прогнозы и целевые ориентиры ЭС-2030 для первого этапа (2015 г.) охватывают диапазон осторожных оценок, хотя и несколько тяготеют к его превышению. На втором этапе максимальный уровень осторожных оценок с трудом дотягивает до минимального уровня прогноза ЭС-2030. Наконец, на третьем этапе осторожные оценки существенно ниже, чем прогнозы ЭС-2030. Таким образом, в ЭС-2030 неявно заложен сценарий быстрого и энергоемкого роста экономики без структурной перестройки и технологического энергосбережения. Такой сценарий представляется не вполне обоснованным.

7.1.7. Вводы генерирующих мощностей в России: наполеоновские планы против реальных потребностей и возможностей

Завышение прогноза потребностей экономики в генерирующих мощностях привело к радикальному завышению потребности в вводе мощностей до абсолютно нереалистичного уровня, что стало одним из аргументов в пользу реформы РАО ЕЭС.

Тем не менее, после всех понижательных корректировок инвестпрограммы компаний вышли на разумный уровень.

Сегодня понятно, что реальная потребность в новой мощности значительна, но не катастрофически велика.

В 1980-е гг. вводы мощностей на территории России составляли 6-10 ГВт в год. В 1990-е гг. в связи с экономическим кризисом и спадом спроса на электроэнергию вводы мощностей резко упали (табл. 7.4). Достаивались преимущественно начатые в советское время проекты (в атомной энергетике этот процесс продолжается до сих пор), а также строилось некоторое количество блоков для решения острых проблем балансирования мощности (из-за изменившейся структуры и географии спроса). Этого было недостаточно для существенной структурной перестройки генерации и повышения ее эффективности.

В результате электроэнергетика оказалась не готова к быстрому росту спроса в 2000-е годы. В ряде энергосистем возник дефицит мощности, и потребовалось резкое наращивание вводов мощности (что было одной из заявленных целей реформы РАО ЕЭС). Резко возросшие вложения в новое строительство дали результат только в 2010 г., когда ввод мощностей, по оценкам СО ЕЭС, достиг 2,88 ГВт (2009 г. – 1,26 ГВт), что, однако, по-прежнему недостаточно.

По состоянию на 2009 г. 56 % всех генерирующих мощностей в России эксплуатируются уже более 30 лет (28 % – более 40 лет, 28 % – от 30 до 40 лет и к 2020 г. станут старше 40 лет), еще 29 % – от 20 до 30 лет (к 2020 г. станут старше 30 лет). Только 15 % электростанций имеют возраст менее 20 лет. Как следствие, до 2020 г. должно быть выведено из эксплуатации не менее 17,8 ГВт тепловых мощностей, а в 2020-2030 гг. – не менее 48 ГВт тепловых мощностей и 6,7 ГВт мощностей АЭС. Таким образом, если на первом этапе реализации ЭС-2030 (до 2015 г.) вывод мощностей не превысит 6 ГВт (за счет ТЭС), то на втором этапе необходимо вывести порядка 24 ГВт мощностей ТЭС и 2 ГВт мощностей АЭС, а на третьем этапе – 36 ГВт мощностей ТЭС и 4,7 ГВт мощностей АЭС.

Размеры необходимых вводов мощностей в прогнозах ЭС-2030 очень велики. В 2021-2030 гг., когда одновременно возникает пик выбытия старых мощностей и прогнозируются высокие темпы роста экономики и спроса на

электроэнергию, средние годовые объемы необходимых вводов новых мощностей превышают в 1,5 раза объемы вводов в лучшие годы энергетики СССР.

Таблица 7.4. Ввод и вывод генерирующих мощностей в России в 1990-2010 и 2010-2030 гг.

	Годы				
	1991-2000	2001-2005	2006-2010	2011-2020	2021-2030
Вводы мощности, всего	9,1	9,9	10,0	68,7-108,8	144,7-183,7
ГЭС	0,6	2,2	1,57	15,2-19,2	21-42
АЭС	1	2	1	13,8-17,8	15-21
ТЭС	7,5	5,7	7,43	18-48	40-56
Выведено из эксплуатации, всего		4,1	3,86	17,8	54,6

Источник: Институт энергетической стратегии по данным Росстата и РАО «ЕЭС России», прогноз – оценки Института энергетической стратегии с использованием ЭС-2030.

Осторожная оценка необходимых вводом мощностей показывает, что главным вызовом для электроэнергетики является не потребность в форсированном наращивании мощности (которая не так велика при реалистичных прогнозах энергопотребления), а замена устаревшего оборудования и повышение эффективности.

В результате завышенного прогноза энергопотребления, завышенного прогноза потребности в мощностях, заниженного КИУМ в ЭС-2030 крайне значительно завышены потребности в вводе генерирующих мощностей. На первом этапе она составляет 18,4-46,4 ГВт. Осторожная оценка¹¹⁸ – 16,4-29,4 ГВт, что согласуется с планами по обновлению договоров на предоставление мощности, которые предполагают ввод мощностей в 2010-2015 гг. – 24-28 ГВт (как правило, планы не выполняются). На втором этапе различия между ЭС-2030 (61-75 ГВт) и осторожными оценками (44-46 ГВт) нарастают; при этом до 24 ГВт мощности будет направлено на замещение выводимых устаревших мощностей ТЭС. Наконец, на третьем этапе вводы мощностей по ЭС-2030 (116-176 ГВт) в 2-3 раза (!) превосходят осторожные оценки (56-61 ГВт, причем 36 ГВт – замена выбывающих тепловых мощностей).

Если перейти от обобщенных оценок к показателям ввода генерирующих мощностей по видам, то основные отличия на всех этапах, особенно на третьем, связаны с атомной энергетикой (на третий этап ЭС-2030 дает 20-26 ГВт вводов, осторожная оценка – 7-8 ГВт) и гидрогенерацией (25-56 ГВт и 5 ГВт соответственно – различие в 5 раз). Для ТЭС расхождение на первом этапе незначи-

¹¹⁸ Подробнее см.: Российская электроэнергетика-2050 в контексте инновационного развития. М.: Институт энергетической стратегии, 2011.

тельно (6-25 ГВт, по ЭС-2030, 8-16 ГВт, по осторожным оценкам), но затем оно быстро нарастает на втором (31-36 ГВт, по ЭС-2030, 29-31 ГВт, по осторожным оценкам) и особенно на третьем этапе (71-94 ГВт, по ЭС-2030, 44-48 ГВт, по осторожным оценкам).

Таким образом, Энергетическая стратегия содержит в себе повторение ошибки, возникшей при подписании первоначальных вариантов договоров на предоставление мощности: резкое завышение прогнозов энергопотребления, недооценка роли развития сетей и занижение КИУМ, завышенный прогноз потребности в мощностях и как следствие – очень сильно завышенные прогнозы по необходимым вводам мощностей, а также инвестициям.

7.1.8. Инвестиции в электроэнергетику: эффективность важнее объема

К 2010 г. благодаря реформе РАО ЕЭС России и вложениям со стороны государства уровень инвестиций в электроэнергетике приблизился к оптимальному уровню. Необходимо удержатъ этот уровень и обеспечить эффективность вложений.

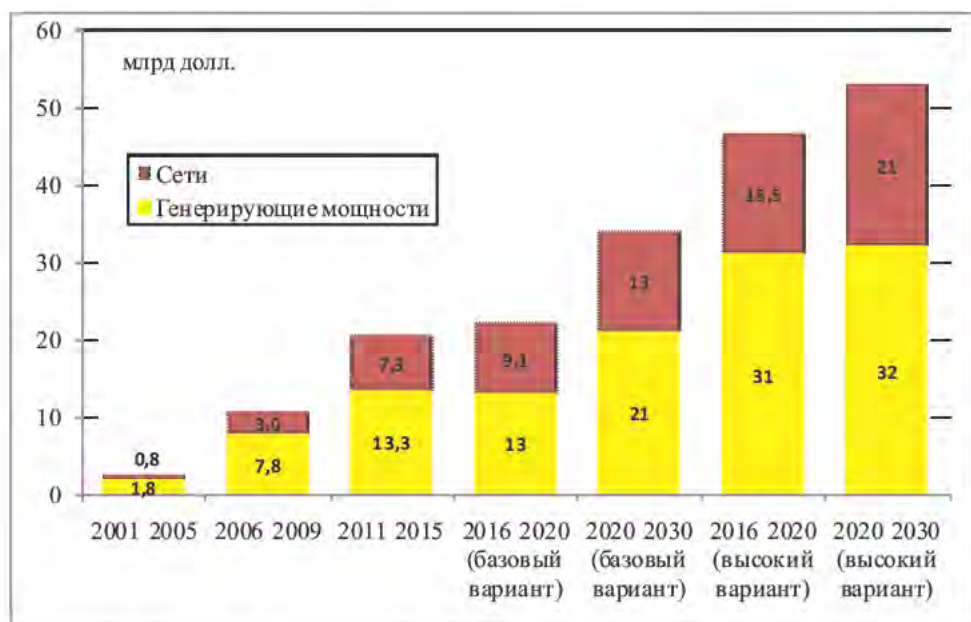
В 1990-е гг. развитие электроэнергетики жестко недофинансировалось из-за общеэкономического спада, сравнительно низких цен на электроэнергию и, главное, массовых неплатежей, от которых эта отрасль пострадала более всех остальных в ТЭК. Даже в 2001-2005 гг. ежегодные инвестиции в развитие отрасли составляли в среднем 75 млрд руб. в год (максимум – 90 млрд), или менее 3 млрд долл., что совершенно недостаточно для развития отрасли (рис. 7.6).

Значительный рост инвестиций в электроэнергетику произошел в 2005-2009 годах. Он был вызван реакцией на масштабную аварию в Московском регионе в мае 2005 г. и на отключения промышленных потребителей в условиях холодной зимы 2005-2006 годов.

Реформа РАО «ЕЭС России» и улучшение положения в экономике страны создали необходимые ресурсы и механизмы для увеличения инвестиций. В результате к 2009-2010 гг. удалось довести инвестиции до 12-15 млрд долл. в год.

Реализация инвестиционных программ – один из ключевых параметров для оценки реформы электроэнергетики, поскольку именно необходимость масштабных инвестиций и неспособность государства их осуществить была одним из ключевых аргументов в пользу реформы. Действительно, после реформы инвестиции возросли. Стратегические инвесторы при покупке у РАО «ЕЭС России» акций генерирующих компаний в ходе их приватизации подписывали

договора на предоставление мощности (ДПМ). Согласно договорам, генерирующие компании должны к 2012 г. ввести в строй 26 ГВт новых мощностей. Финансовой базой инвестиций должны были стать средства, полученные за счет выкупа дополнительных эмиссий генерирующих компаний (448 млрд руб.), а также собственные и кредитные средства инвесторов. За неисполнение ДПМ на частного инвестора может быть наложен штраф в размере до 25 % от стоимости инвестиционной программы. Эти требования были сформулированы исходя из завышенного прогноза роста потребления электроэнергии (4,2 % ежегодно). В ходе кризиса требования были пересмотрены. В результате разумной корректировки ДПМ обязательства ОГК и ТГК по вводу новых мощностей в 2010 г. были сокращены до 5,8 ГВт. Таким образом, реальный объем инвестиций частных компаний оказался гораздо меньше того завышенного уровня, какой был изначально зафиксирован в ДПМ.



Источник: Росстат, ЭС-2030.

Рис. 7.6. Инвестиции в электроэнергетику по ЭС-2030

Вместе с тем, инвестиционные программы государственных компаний в электроэнергетике (Росэнергоатом, РусГидро, ФСК и пр.) также резко возросли, поскольку увеличились финансовые возможности государства и его готовность вкладывать средства в инфраструктурные проекты. По-видимому, при реалистичной оценке необходимых вводов мощностей и инвестиций государство могло бы профинансировать строительство и дополнительных мощностей

в тепловой генерации самостоятельно. Таким образом, неясно, в какой степени приватизация отрасли действительно способствовала росту инвестиций, да и была ли она нужна вообще.

Согласно оценкам Энергетической стратегии на период до 2030 года, электроэнергетика России нуждается в инвестициях существенно большего масштаба. Так, на первом этапе ЭС-2030 г. потребность в инвестициях оценивается в 122-126 млрд долл., или 24-25 млрд долл. в год (до 2015 г.). На втором этапе инвестиции составляют 15-33 млрд долл. в год (2015 – 2022 гг., всего 107-233 млрд долл.), а на третьем – 42-66 млрд долл. в год (всего 340-529 млрд). Таким образом, ЭС-2030 требует увеличить инвестиции в электроэнергетику вдвое по сравнению с современным уровнем уже на первом этапе ее реализации, а к третьему этапу – еще вдвое.

Такие большие объемы инвестиций означают резкий рост инвестиционной и тарифной нагрузки на национальную экономику, отвлечение значительных финансовых ресурсов от развития других отраслей. Указанные оценки опираются на прогнозирующийся в ЭС-2030 быстрый рост потребления электроэнергии. Между тем при предложенных выше осторожных оценках динамики энергопотребления, а также снижении издержек при строительстве до оптимального уровня могут быть получены принципиально иные результаты.

По осторожным оценкам, на первом этапе (до 2015 г.) инвестиции должны составить 9-12 млрд долл. в год, что даже несколько ниже уже достигнутого уровня (хотя в отдельные годы уровень 2008 г. может быть и превышен). Процедура переподписания ДПМ, согласно принятым летом 2010 г. решениям Правительства РФ, будет опираться на требования ввода 24-28 ГВт мощностей до 2015 г., что вполне соответствует осторожным оценкам. На втором этапе вложения составят 11-13 млрд долл. в год, а на третьем – 13,5-16 млрд долл. Таким образом, инвестиционная нагрузка в нашем альтернативном сценарии на первом этапе в 2-3 раза ниже, чем в прогнозах ЭС-2030, на втором этапе – в 1,5-2,5 раза, на третьем этапе – в 3,3-4 раза¹¹⁹. При этом она более равномерно распределена по периодам; акцент делается на развитии сетевого хозяйства, что позволяет вместе с пониженным энергопотреблением ограничить ввод мощностей. В целом за период 2010-2030 гг. освобождаются средства в размере 340-600 млрд долл., или 17-30 млрд долл. в год, что составляет 1,5-2,5 % ВВП России. Столь значительные ресурсы могут быть эффективно использованы для развития других отраслей экономики.

Кроме того, в текущих инвестиционных программах сделан избыточный упор на строительство новых мощностей в ущерб модернизации уже существующих. Широкое внедрение парогазовых установок вместо паросиловых могло бы сберечь около 40 млрд куб. м газа в год или соответствующим образом поднять выработку электроэнергии при сравнительно низких затратах – намного меньших, чем при строительстве АЭС или угольных энергоблоков. Фактически в 2008-2010 гг. под воздействием экономического кризиса произошел сдвиг в пользу именно таких проектов, хотя исходная стратегия государства была иной.

¹¹⁹ Представлены предварительные осторожные оценки. Подробнее см.: Российская электроэнергетика-2050 в контексте инновационного развития. М.: Институт энергетической стратегии, 2011.

Российская электроэнергетика в 1990-2010 гг. двигалась по специфическому пути развития.

В ходе трансформационного спада 1990-х гг. существенно снизилось потребление электроэнергии, при этом резко снизилась платежная дисциплина потребителей и инвестиционные возможности отрасли. В результате она оказалась в весьма тяжелом финансовом и техническом состоянии из-за неплатежей, старения мощностей, замораживания инвестиционных проектов.

В 2000-е гг. указанные негативные тенденции в значительной степени удалось преодолеть, хотя потребление электроэнергии в стране не достигло уровня 1990 года. После проведения реформы РАО «ЕЭС России» существенно возросли инвестиционные возможности отрасли, однако одновременно быстро росли и тарифы на электроэнергию при восстановлении нормального уровня их собираемости.

Оценка реформы электроэнергетики 2000-х гг. далеко не однозначна.

Реформа не привела к формированию эффективного рынка электроэнергии и мощности, как оптового, так и розничного. На рынке сохраняются масштабные искажения.

Реформа не только не остановила, но и ускорила рост цен и тарифов на электроэнергию, налагая возрастающее бремя на экономику страны.

За время реформы существенно возросли инвестиции, но этот рост в значительной степени определяется ростом цен и улучшением финансового положения в России, а положительная роль собственно реформы неясна. Первоначальные инвестиционные планы (надо отметить, заведомо нереалистичные) были полностью сорваны.

В целом реформа не достигла заявленных целей. Возникла группа весьма прибыльных частных и государственных энергетических компаний, но издержки для общества оказались более значимыми, чем выгода от проведенной реформы.

В России в докризисный период 2000-2008 гг. энергопотребление возросло на 18 %, что породило завышенные ожидания относительно его роста. В прогнозах (Генеральная схема развития электроэнергетики до 2020 г., ЭС-2030) пиковые докризисные темпы развития закладывались в качестве устойчивых долгосрочных темпов.

Осторожный подход, учитывающий ретроспективные данные по России и другим странам, показывает, что к 2030 г. потребление электроэнергии возрастет лишь в 1,35-1,5 раза. Среднегодовой темп роста энергопотребления при этом составит 1,5-2,2 %.

При осторожных оценках динамики энергопотребления вводы в 2010-2015 гг. должны составить 2,0-3,7 ГВт в год, в 2015-2022 гг. – 5,5-5,7 ГВт, в 2022-2030 гг. – 7,0-7,6 ГВт.

Такая умеренная и устойчивая динамика позволит сохранить значительные инвестиционные ресурсы для других отраслей, ограничить рост цен и тарифов на электроэнергию.

Дополнительным ресурсом модернизации и оптимизации электроэнергетики является формирование в 2010-2030 гг. в России под воздействием мировых технологических трендов единой электроэнергетической системы нового поколения на основе технологий «умных» сетей.

7.2. Развитие ядерного энергетического комплекса в 1990-2010-2030 гг.

По сравнению с другими крупными отраслями энергетики, ядерный энергетический комплекс отличается максимальной сложностью и наукоемкостью. При этом Россия занимает лидирующие позиции на мировом ядерно-энергетическом рынке. Эти два обстоятельства определяют внимание к развитию отрасли.

В то же время, в развитии отрасли наблюдаются серьезные проблемы экономического и технологического плана. С экономической точки зрения дороговизна строительства АЭС в России (в 1,4-2,0 раза дороже, чем в Китае, Республике Корея), обусловленная рядом объективных и субъективных причин, резко повышает стоимость электроэнергии АЭС. С учетом затрат во всем топливном цикле, включая консервацию АЭС и хранение отходов, это ставит под сомнение общую рентабельность отрасли.

С технологической точки зрения Россия отстает в создании реакторов 3-го поколения и в повышении единичной мощности реакторов. В то же время Россия со времен СССР лидирует в разработке реакторов на быстрых нейтронах, но по этому направлению продвижение идет достаточно медленно. Таким образом, отрасль нуждается в экономической оптимизации (особенно учитывая значительные объемы государственной поддержки) и технологическом совершенствовании, а также в повышении эффективности.

7.2.1. Организационная структура ядерного энергетического комплекса: государственная монополия сохраняется

В настоящее время ядерный энергетический комплекс практически полностью остается в руках государства, но акционирование его компаний и наличие в мире примеров работы частных компаний в этой области делают возможной его приватизацию.

В связи со значимостью атомной отрасли для обеспечения национальной безопасности отрасль в 1990-2010 гг. находилась, находится и будет находиться в руках государства. В 1990-е гг. оно осуществляло контроль над отраслью напрямую через Министерство по атомной энергии, как и в СССР в 1980-е гг., с 2004 г. – через Федеральное агентство по атомной энергии, а с 2007 г. – через Государственную корпорацию «Росатом», которая включает предприятия ядерного энергетического комплекса, ядерного оружейного комплекса, дирекцию по

научно-техническому комплексу, дирекцию по ядерной и радиационной безопасности. Ключевые предприятия находятся полностью в государственной собственности (в форме ОАО с долей государства в лице ГК «Росатом» и ее подразделений и дочерних обществ в 100 %).

Ядерный энергетический комплекс выделен в составе ГК «Росатом» в открытое акционерное общество «Атомный энергопромышленный комплекс» – ОАО «Атомэнергопром» (до этого – ФГУП «Концерн «Росэнергоатом»). ОАО «Атомэнергопром» обеспечивает полный цикл производства в сфере ядерной энергетики, от добычи урана до строительства АЭС и выработки электроэнергии. Единственным акционером ОАО «Атомэнергопром» в настоящее время является Российская Федерация в лице Государственной корпорации «Росатом».

Кроме того, в состав ядерного энергетического комплекса Госкорпорации «Росатом» входят инжиниринговая компания «Атомстройэкспорт» и национальный оператор по экспорту-импорту электричества компания «ИНТЕР РАО ЕЭС».

Организационная структура ОАО «Атомэнергопром» определяется технологической структурой ядерного топливного цикла (табл. 7.5).

Таблица 7.5. Организационная структура ядерного энергетического комплекса России в лице ОАО «Атомэнергопром»

Дивизион	Компания	Доля ОАО «Атомэнергопром», %
По добыче урана	ОАО «Урановый холдинг АРМЗ»	79,98
По обогащению урана	ОАО «Объединенная компания «Разделительно-сублиматный комплекс» (ОАО «РСК»)	100
По подготовке услугам по обогащению урана, обогащенным ураном и изотопной продукцией	ОАО «Техснабэкспорт»	100
По производству ядерного топлива	ОАО «ТВЭЛ»	100
По производству электроэнергии на АЭС	ОАО «Концерн Росэнергоатом»	100
Проектирования, инжиниринга и строительства АЭС	ЗАО «Атомстройэкспорт»*	78,54 % «Росатом»
Научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ	ВНИИИМ, ВНИИХТ, ВНИИЯМ, ГИЦ НИИЯАР	-
По производству оборудования для обогащения урана	ОАО «Русская газовая центрифуга»	100
Машиностроения	ОАО «Атомэнергомаш»*	63,58

Примечание. Компании, отмеченные звездочкой (*), не входят в ОАО «Атомэнергопром».

В столбце «Доля ОАО «Атомэнергопром», %» указана доля крупнейших акционеров.

Источник: данные компаний.

Акционирование атомно-энергетических активов потенциально позволяет провести приватизацию атомной энергетики, но пока она не предполагается. Особая форма государственной корпорации как некоммерческой организации имеет смысл для активов оборонного ядерного комплекса, но не для гражданского атомно-энергетического комплекса, который заведомо должен ставить перед собой задачи коммерческой эффективности, наряду с безопасностью. Между тем, форма государственной корпорации предполагает резкое сокращение публичной отчетности по сравнению с ОАО и одновременно резкое сокращение отчетности перед государством по сравнению с ФГУП и, тем более, с бюджетной организацией. Госкорпорация как форма государственного присутствия в экономике остается дискуссионной. Таким образом, текущая форма организации атомной энергетики, по-видимому, не является окончательной.

7.2.2. Производство электроэнергии на АЭС: резерв роста за счет полного использования установленной мощности

В 1990-е гг. произошел провал производства электроэнергии на АЭС, а в 2000-е гг. – значительный рост. В обоих случаях он был связан в основном не с изменением мощности, а с изменением КИУМ по техническим и экономическим причинам.

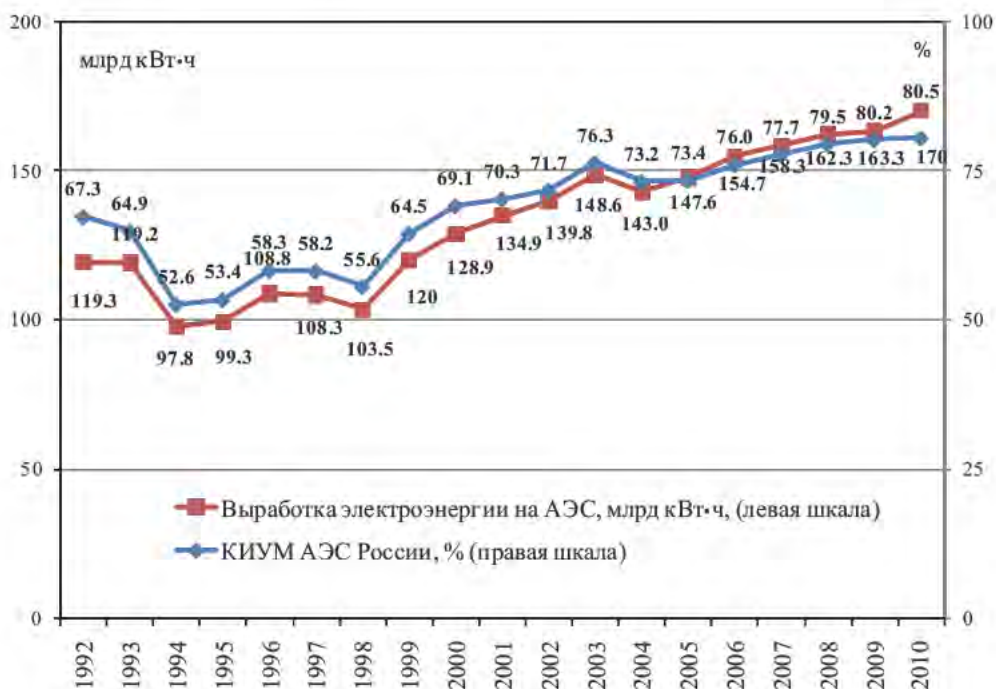
Все АЭС России входят в состав ОАО «Концерн Росэнергоатом». В 2009 г. на АЭС России было произведено 163,3 млрд кВт•ч, а доля выработки АЭС от общей выработки электроэнергии России достигла максимального значения – 16,7 %. Главной задачей повышения эффективности эксплуатации действующих АЭС является снижение издержек производства электроэнергии и тепла. В частности, повышение эффективности производства электроэнергии на АЭС возможно за счет снижения соответствующих удельных затрат и расширения рынков сбыта энергии.¹²⁰

Увеличение выработки электроэнергии связано с ростом значения коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) и коэффициента готовности (Кгот), которые к 2015 г. должны достичь лучших зарубежных показателей: КИУМ = 88,6 %, Кгот = 90,0. Согласно принятой в 2006 г. Программе увеличения выработки электроэнергии, это позволит обеспечить прирост

¹²⁰ Отметим, что производственные затраты на АЭС США (без амортизации и инвестиций) за 15 лет (1986-2000 гг.) уменьшены почти вдвое с темпом в 3 % в год. На АЭС России в 1990-е гг. наблюдался рост подобных издержек. Подробнее см., напр., Мастепанов А.М., Нигматулин Б.И., Рачков В.И. Состояние, проблемы и перспективы развития атомной энергетики Российской Федерации. Раздел ФС «Анализ, проблемы, перспективы. Топливо-энергетический комплекс России». Выпуск 5. М., «Центр стратегических программ». 2002. С. 133-158.

выработки на 29,5 млрд кВт·ч и эквивалентной мощности на 4510 МВт.

В советское время значения КИУМ на АЭС страны составляли порядка 65-70 %, однако в связи с разбалансированностью экономики в первой половине 90-х гг. они снизились до 53-55 %. С 1998 г. по 2010 г., включительно, удалось обеспечить увеличение КИУМ АЭС России с 55,6 % до 81,3 % (рис. 7.7). Таким образом, произошло существенное приближение КИУМ к лучшим мировым показателям (порядка 90 %), но они пока по-прежнему не достигнуты.



Источник: Годовой отчет ОАО «Концерн Энергоатом» за 2010 г., оперативные данные Минэнерго России.

Рис. 7.7. Выработка электроэнергии и КИУМ АЭС России в 1992-2010 гг.

Рост КИУМ в 1998–2003 гг. был обусловлен, главным образом, ростом спроса на электроэнергию и, соответственно, нагрузки на АЭС. Но в 2004-2010 гг. рост КИУМ был обеспечен реализацией Программы повышения КИУМ за счет: повышения надежности работы оборудования; оптимизации ремонтных работ и сокращения их сроков (до 183,5 суток в 2010 г.); модернизации энергоблоков; снижения доли ограничений со стороны энергосистемы; увеличения уровня мощности энергоблоков № 2 Балаковской и № 1 Волгодонской АЭС до 104 % от номинальной.

Повышение КИУМ отличается высокой экономической эффективностью. Рост КИУМ на 10,4 процентных пункта в 2000-2008 гг. эквивалентен строительству

2400 МВт новых мощностей. Строительство одного энергоблока типа ВВЭР-1000 мощностью 1000 МВт стоит как минимум 2,5 млрд долл. (реально – до 4 млрд долл.), в то время как мероприятия по повышению КИУМ требуют значительно меньше средств. В 2009 г. за счет повышения КИУМ было произведено дополнительно около 20 млрд кВт•ч электроэнергии.

Основные резервы роста КИУМ лежат в сокращении продолжительности плановых и неплановых ремонтных работ и времени перезагрузки топлива на АЭС. Именно за счет них можно довести КИУМ отечественных АЭС до среднемирового уровня.

Кроме снижения эксплуатационных затрат АЭС большим резервом повышения эффективности является расширение действующих и создание новых рынков для АЭС. Мировая практика свидетельствует, что одним из таких рынков может и должна стать система «атомная станция – гидроаккумулирующая электростанция» (АЭС-ГАЭС), органически сочетающая возможность работы АЭС в базовом режиме 24 часа в сутки с маневренностью ГАЭС в часы пик. Создание такой системы позволит обеспечить покрытие неравномерности суточного графика нагрузок европейской части России в неблагоприятные периоды (осенне-зимний максимум, паводки и пр.), что могло бы дать дополнительный рост производства электроэнергии на АЭС на 5-7 % до 2015 г. за счет обеспечения базового режима их работы. В начале 2000-х гг. Минатомом России были начаты работы по подготовке программы строительства таких систем, предварительно были выбраны 7 площадок для размещения ГАЭС¹²¹, но в результате дальнейших структурных преобразований в отрасли эти работы были фактически свернуты.

7.2.3. Мощности АЭС России и новое строительство: высокая цена роста

В настоящее время в России реализуется амбициозная программа строительства новых энергоблоков, но высокая стоимость строительства ставит эффективность этих проектов под сомнение.

В СССР активное строительство атомно-энергетических мощностей велось в 1970-1986 годах. Но затем в связи с экономическими трудностями, а также аварией на Чернобыльской АЭС строительство большинства начатых энергоблоков было заморожено, что нанесло значительный

¹²¹ Подробнее см.: Мастепанов А.М., Нигматулин Б.И., Рачков В.И. Состояние, проблемы и перспективы развития атомной энергетики Российской Федерации. Раздел ФС «Анализ, проблемы, перспективы. Топливно-энергетический комплекс России». Выпуск 5. М.: Центр стратегических программ, 2002. С. 140.

ущерб развитию отрасли и сопровождалось большими экономическими потерями из-за заморозки вложенных средств. В результате в 1990-е гг. (кроме 1990 г.) не было введено ни одного энергоблока. Процесс достройки советских заделов начался только в конце 1990-х гг., начиная с блоков наибольшей степени готовности. В 2001 г. принят в промышленную эксплуатацию энергоблок № 1, в 2010 г. – энергоблок № 2 Ростовской (Волгодонской) АЭС.

В конце 2010 г. в России действовало 10 атомных электростанций, на которых эксплуатировались 32 атомных энергоблока различных типов и мощности (18.03.2010 г. был введен энергоблок № 2 Волгодонской АЭС). Основная часть АЭС расположена в европейской части России, где привозное органическое топливо дорого и АЭС наиболее эффективны. Исключение составляет Белоярская АЭС на Урале и Билибинская АЭС малой мощности в Чукотском АО.

До настоящего времени часть строящихся энергоблоков основана на советских заделах (Ростовская и Калининская АЭС). Работы ведутся на семи объектах:

- Калининская АЭС, энергоблок № 4, план ввода в эксплуатацию – 2011 г.;
- Белоярская АЭС, энергоблок № 4 (БН-800), план ввода в эксплуатацию – 2014 г.;
- Нововоронежская АЭС-2, энергоблоки № 1 и 2 – 2012 и 2015 гг.;
- Ленинградская АЭС-2, энергоблоки № 1-4 – 2013-2019 гг.;
- Ростовская АЭС, энергоблоки № 3 и 4 – 2014 и 2016 гг.;
- Балтийская АЭС, энергоблоки № 1 и 2 – 2016 и 2018 гг.

Заканчивается выбор площадок размещения Северской АЭС (Томская обл.), Центральной АЭС (Костромская обл.), Южноуральской АЭС (Челябинская обл.).

Кроме того, предусматривается продление сроков эксплуатации действующих энергоблоков атомных станций. В 2010 г. в рамках реализации мероприятий по модернизации и продлению срока эксплуатации действующих энергоблоков получена лицензия на эксплуатацию энергоблока № 3 Белоярской АЭС в дополнительный период до 2020 г. (на 10 лет). Таким образом, на сегодняшний день продлен срок эксплуатации 15 энергоблоков.¹²²

Обоснована возможность безопасной эксплуатации 11 энергоблоков первого поколения за пределами назначенного срока службы (в течение 15-летнего дополнительного срока). Ведутся исследования по продлению эксплуатации для энергоблоков с РБМК и БН — до 20 лет, для энергоблоков с ВВЭР – до 25-30 лет. Уже в 2001-2008 гг. сохранение электрической мощности в результате продления сроков эксплуатации АЭС составило 4862 МВт – 21 % мощности АЭС России на 2008 год. При этом инвестиции в работы по продлению сроков эксплуатации несопоставимо меньше, чем в строительство новых энергоблоков. В настоящее время выполняются мероприятия по продлению эксплуатационного ресурса энергоблоков № 3 и № 4 Кольской АЭС, энергоблока № 2 Курской АЭС, энергоблоков № 3 и № 4 Ленинградской АЭС, энергоблока № 5 Нововоронежской АЭС.

¹²² Годовой отчет Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» за 2010 г. М., 2011.

Программа строительства новых энергоблоков в значительной степени финансируется из федерального бюджета. В 2007-2008 гг. на развитие атомной энергетики было направлено 183,159 млрд руб., в том числе за счет средств федерального бюджета — 69,114 млрд, в 2009 г. — 73,297 млрд руб. Доля собственных средств ОАО «Концерн «Энергоатом» в 2009 г., увеличилась до 60 %, федерального бюджета — до 40 %.

При этом стоимость строительства достигает 3500-4000 долл. за 1 кВт электрической мощности, хотя в ряде иностранных проектов (Китай, Республика Корея) затраты составляют около 2500 долларов. Высокие издержки связаны с многолетним перерывом в строительстве, необходимостью восстановления производственного и строительного потенциала, а также неэффективным использованием средств. В сочетании со значительными сроками строительства (до 7 лет по сравнению с оптимальным сроком 5 лет) это сильно удорожает проекты и ставит их на грань рентабельности. В этой связи, а также с учетом значительно завышенных прогнозов по потреблению электроэнергии и необходимой мощности, которые доминируют в настоящее время, необходимость столь масштабного и дорогостоящего строительства вызывает сомнения. Амбициозная программа атомно-энергетического строительства обосновывалась завышенными прогнозами спроса на электроэнергию и политическими причинами, а также лоббизмом со стороны ГК «Росатом», но в реальности ее рентабельность может быть низкой или даже отрицательной.

7.2.4. Безопасность в ядерном комплексе России: проблемы сохраняются

За 1990-2000-е гг. произошло значительное повышение уровня безопасности на АЭС России за счет использования передовых технологий и учета опыта Чернобыля, но сохраняются острые проблемы с хранением радиоактивных отходов.

Проблемы обеспечения безопасной работы АЭС выдвинулись на первое место после ряда крупнейших аварий в истории атомной энергетики в 1970-1980-е гг. прошлого века, особенно аварии на АЭС Три-Майл-Айленд в США (28.03.1979 г.) и на Чернобыльской АЭС в СССР (26.04.1986 г.).

За 1990-2000-е гг. удалось резко повысить безопасность работы АЭС России. Это было достигнуто в результате разработки новых методов и технологий обеспечения безопасности и выходу реакторов на новый технологический уровень. По сравнению с уровнем начала 1990-х гг. общее число отклонений в работе АЭС сократилось более чем в 4 раза. Число важных для безопасности отклонений снизилось с 32 в 1992 г. до 1 в 2009 г., а на протяжении 2004-2008 гг.

таких отклонений не было (рис. 7.8). Рост числа отклонений в 1998 г. был связан с изменением методики учета отклонений.

По показателям количества отклонений на один энергоблок, срабатываний систем защиты на один энергоблок, автоматических остановов реакторов из критического состояния российские АЭС находятся в тройке лучших в мире и существенно превосходят мировой уровень. Проверки АЭС международными экспертами в рамках МАГАТЭ и ВАО АЭС показали, что уровень безопасности российских АЭС соответствует международным требованиям. Однако следует понимать, что безопасность существующего поколения реакторов обеспечивается главным образом увеличением числа различных систем безопасности и систем ограничения выхода радиоактивности, ужесточением требований к оборудованию и персоналу. В результате АЭС становятся все более сложными и, следовательно, более дорогими. Как считают специалисты, можно сказать, что при господствующей в настоящее время философии безопасности атомная энергетика близка к экономически «предельному» уровню: дальнейшее наращивание систем безопасности ведет к неминуемой потере ее конкурентоспособности.¹²³



Источник: Годовой отчет ОАО «Концерн Энергоатом» за 2009 г.

Рис. 7.8. Динамика отклонений в работе АЭС России в 1992-2009 гг.

¹²³ Мастепанов А.М., Нигматулин Б.И., Рачков В.И. Состояние, проблемы и перспективы развития атомной энергетики Российской Федерации. Раздел ФС «Анализ, проблемы, перспективы. Топливо-энергетический комплекс России». Выпуск 5. М.: Центр стратегических программ, 2002. С. 137.

Вместе с тем проблематика безопасности атомной энергетики не исчерпывается только работой АЭС. В России накоплено значительное количество радиоактивных отходов (РАО) от деятельности АЭС и отработанного ядерного топлива. В настоящее время его хранение осуществляется на атомных электростанциях. Ежегодно к ним добавляется еще 10-12 тыс. тонн. В связи с реализацией программы продления срока службы АЭС, проблема обращения с РАО приобрела особую остроту, поскольку проектные хранилища жидких и твердых отходов, емкость которых рассчитана на установленный срок эксплуатации энергоблоков (30 лет), к концу этого периода оказываются заполненными. Как отмечают специалисты, хранилища РАО (в том числе кондиционированных), размещенные на территории станций, все больше и больше заполняют свободные площади в пределах периметра АЭС. Кроме того, работа с возросшим количеством РАО приводит к привлечению к этому процессу все большего количества персонала и ухудшению экологической обстановки как на промплощадках АЭС, так и в регионах их размещения.¹²⁴

Для решения этих проблем еще в 2008-2009 гг. ФГУП концерном «Росэнергоатом» (в настоящее время – ОАО «Атомэнергопром») была разработана «Рабочая программа по обращению с радиоактивными отходами на период с 2009 по 2012 годы», которая предусматривает сооружение и ввод в эксплуатацию необходимого и достаточного количества дополнительных хранилищ РАО, а также ряд установок по обращению с отходами.

Кроме того, ГК «Росатом» разрабатывает проект специального центра по обращению с ядерными отходами на базе Красноярского горнохимического комбината (КГХ, г. Железнодорожск Красноярского края), что позволит снять с атомных станций задачи по обращению с радиоактивными отходами. Одновременно рассматривается возможность импорта РАО из других стран для захоронения.

Кроме радиоактивных отходов в результате работы реактора образуется отработанное ядерное топливо (ОЯТ). В настоящее время ОЯТ складировается, однако в случае реализации замкнутого ядерного топливного цикла (ЗЯТЦ) на базе реакторов на быстрых нейтронах (РБН) оно может быть использовано.

7.2.5. Инновации в ядерном комплексе России: медленнее, чем нужно

Ядерный энергетический комплекс обладает наибольшим инновационным потенциалом среди всех отраслей энергетики. Это одна из немногих отраслей, где Россия занимает в этой области одно из лидирующих мест в мире, но реализация ключевых инновационных проектов сталкивается с большими трудностями и идет медленнее, чем необходимо.

¹²⁴ См., напр., А.С. Корцун Обращение с РАО на российских АЭС: проблемы и пути решения <http://www.atomic-energy.ru/articles/2011/04/27/21659>.

В 2000-е гг. основными инновационными проектами в отрасли были реактор на быстрых нейтронах БН-800, реактор на быстрых нейтронах БРЕСТ-1200, энергоблок с быстрым натриевым реактором большой мощности (БН-К), промышленное производство виброуплотненного МОКС-топлива для реактора БН-800, реактор сверхкритических параметров (СУПЕР-ВВЭР) и др. Особое значение на ближайшую перспективу имеют проекты АЭС-2006 и ПАТЭС.

В настоящее время основу мировой атомной энергетики (90 % мощности) составляют реакторы на тепловых нейтронах 2-го поколения (легководные кипящие или с водой под давлением), часть из которых классифицируется как поколение 2+ из-за наличия продвинутых систем безопасности и управления. Реакторы второго поколения разрабатывались в 1970-1980-х гг. и строятся до настоящего времени. В перспективе ожидается постепенный переход мировой атомной энергетики на реакторы третьего, а затем и четвертого поколения. Так, первые реакторы третьего поколения уже строятся (американо-японские реакторы AP-1000 – в Китае, европейские PWR – в Финляндии).

При этом необходимо отметить, что требования, предъявляемые к реакторам третьего поколения, достаточно жесткие как по технологическим, так и по экономическим показателям. В частности, срок службы таких реакторов должен составлять не менее 50 лет, удельные капиталовложения на их сооружение не должны превышать 1200-1500 долл./кВт (в ценах 2000 г.).¹²⁵

Реакторы третьего поколения обладают повышенными характеристиками надежности, эффективности и управляемости, а также повышенной мощностью (1200-1600 МВт по сравнению с 1000 МВт для стандартных реакторов второго поколения), должны допускать серийное производство оборудования и строительство, что позволит существенно снизить себестоимость АЭС. В то же время возможная реанимация развития атомной энергетики в Европе, а также аварии на АЭС Японии в результате землетрясения в марте 2011 г. требуют дополнительного внимания к обеспечению безопасности атомных станций.

Проект реактора и АЭС третьего поколения АЭС-2006 предполагает развитие энергоблоков ВВЭР-1000¹²⁶ и создание технологии серийного сооружения АЭС. Головными для реализации проекта АЭС-2006 были определены площадки Ленинградской и Нововоронежской АЭС. В сентябре 2010 г. Ижорские заводы завершили сборку первого корпуса реактора ВВЭР-1200 для Нововоронежской АЭС-2 – первого «постсоветского» корпуса ядерного

¹²⁵ Подробнее об этом см. Мастепанов А.М., Нигматулин Б.И., Рачков В.И. Состояние, проблемы и перспективы развития атомной энергетики Российской Федерации. Раздел ФС «Анализ, проблемы, перспективы. Топливо-энергетический комплекс России». Выпуск 5. М.: Центр стратегических программ, 2002. С. 154.

¹²⁶ Энергоблоки АЭС с реакторами ВВЭР-1000 являются в настоящее время базовыми как для внутреннего рынка, так и для экспорта. Однако мощность этих энергоблоков в 1,5 раза меньше, чем базовых блоков АЭС ведущих стран мира (1440-1520 МВт).

реактора. По единичной мощности АЭС-2006 уступает большинству других реакторов третьего поколения, что может снизить ее конкурентоспособность на мировом рынке. Поэтому стоит задача разработки нового, более мощного энергоблока на базе реактора ВВЭР-1500.

Плавучая атомная теплоэнергетическая станция малой мощности (ПАТЭС) состоит из гладкопалубного несамходного судна с двумя реакторными установками КЛТ-40С ледокольного типа.¹²⁷ Установленная электрическая мощность каждого реактора 35 МВт, тепловая мощность 140 гигакалорий. Срок эксплуатации станции составит 38 лет. Размещение первых ПАТЭС планируется в г. Певек (Чукотка) и г. Вилучинск (Камчатка). Ожидается, что первая ПАТЭС будет введена в промышленную эксплуатацию в 2011 г. (строительство завершено в 2010 г.). Помимо энергоснабжения удаленных районов России, предполагается экспорт ПАТЭС, в основном в страны с дефицитом питьевой воды для целей опреснения морской воды.

Кроме того, Россия занимает лидирующее место в весьма перспективном направлении создании реакторов на быстрых нейтронах (РБН). Переход на реакторы на быстрых нейтронах позволит использовать уран-238, составляющий 99,3 % природных ресурсов урана, и накопленные запасы ОЯТ, и обеспечить замкнутый характер ядерного цикла; решить проблему радиоактивных отходов. Но существующие реакторы на быстрых нейтронах отличаются низкой надежностью и дороговизной строительства. Все программы создания РБН, начиная с 1970-х гг., столкнулись со значительными трудностями из-за аварий, связанных с возгоранием натрия, используемого в качестве теплоносителя. На российском реакторе БН-600, в Японии (реактор Monju), Франции (Rapsodie, Phenix и Superphenix), Великобритании (DFR, PFR) были многочисленные аварии из-за возгорания натрия, используемого в качестве теплоносителя в жидкой форме. Кроме БН-600 (Россия, Белоярская АЭС), все запущенные реакторы (9 единиц) выведены из эксплуатации.

Реальные удельные капитальные вложения в первый опытно-промышленный реактор на быстрых нейтронах БН-600 (эксплуатируется в России с 1982 г.) были на 40 % выше, чем для серийного теплового ВВЭР-1000. В 2000-е гг. на российском реакторе БН-600 Белоярской АЭС были достигнуты высокие показатели безопасности, равные реакторам на медленных нейтронах.

В 2009-2010 гг. интерес к развитию РБН резко возрос. В России строится блок БН-800 на Белоярской АЭС. Строительство реактора БН-800, по оценкам Росатома, по стоимости будет превышать стоимость строительства медленных реакторов на 20 %. Серийное строительство, возможно, позволит выйти на уровень цены тепловых реакторов. В начале 2010 г. Правительство РФ приняло Федеральную целевую программу «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 гг. и на перспективу до 2020 года». Уже к 2012 г.

¹²⁷ Необходимо отметить, что проект Программы создания плавучих атомных станций на базе судостроительных технологий (ПАТЭС) был разработан Госкомоборонпромом РФ еще в 1993 г., но под давлением США работы над ней были свернуты.

предполагается опытная загрузка строящегося реактора БН-800 (должен быть запущен в 2012 г.), а к 2014 г. должна начаться промышленная эксплуатация.

Индия строит промышленный реактор электрической мощностью 500 МВт, пуск намечен на 2011 год. Китай в 2010 г. вел переговоры с Россией о строительстве в Китае четырех реакторов на быстрых нейтронах к 2020 г., а также о закупке лицензий и патентов. В 2010 г. Китай планирует ввести в эксплуатацию экспериментальный быстрый реактор, а в Японии в 2010 г. состоялся повторный пуск прототипа реактора Моңу в Японии. Интерес к реакторам на быстрых нейтронах проявляет Республика Корея. Франция объявила о строительстве прототипа реактора на быстрых нейтронах к 2020 году.

Кроме того, разрабатываются другие проекты РБН. Наиболее безопасным считается быстрый реактор со свинцово-висмутовым теплоносителем. В 1990-е гг. прошлого века в России была сформулирована концепция создания атомных электростанций высокой безопасности и экономичности с быстрым реактором со свинцовым теплоносителем БРЕСТ с пристанционным топливным циклом для крупномасштабной ядерной энергетики будущего. По оценке генерального директора ГНЦ РФ «ФЭИ им. А. И. Лейпунского» В.И. Рачкова, реактор со свинцовым теплоносителем БРЕСТ является «наиболее интересным проектом с точки зрения науки» среди перспективных конструкций, включенных в Федеральную целевую программу «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 годов и на перспективу до 2020 года».

7.2.6. Урановая проблема: интернационализация или собственные ресурсы?

Добыча урана традиционно является самым слабым звеном в российском ядерном энергетическом комплексе. В настоящее время урановая проблема решается за счет конверсии оружейного урана и складских запасов, но в перспективе этот источник будет исчерпан. Проблема может быть решена как через сотрудничество с другими странами, так и масштабными вложениями в российские месторождения.

Добыча урана – сырьевое звено ядерного топливного цикла – традиционно является самым слабым в российском ядерном энергетическом комплексе, поскольку крупных ураносодержащих месторождений на территории России мало. Ядерный энергетический комплекс СССР базировался прежде всего на ресурсную базу, оказавшуюся на территории других государств. В начале 1990-х гг. в России, по сути, был известен и разрабатывался лишь один ураново-рудный район в Забайкалье. Поэтому для обеспечения намечаемых уровней развития атомной энергетики, включая сохранение и развитие экспортного

потенциала, потребовалось усиление геологоразведочных работ, направленных на подготовку резервной сырьевой базы природного урана. В частности, для эффективного решения сырьевых задач и последовательного устранения дефицита природного урана был разработан «План совместных действий МПР России, Роснедр и Росатома по формированию минерально-сырьевой базы и освоению месторождений урана на среднесрочную перспективу», утвержденный руководителями соответствующих ведомств в 2006 году.¹²⁸ Одновременно были приняты меры по обеспечению сырьем российской атомной отрасли путем участия в освоении зарубежных урановых месторождений. В этих целях было создано совместное российско-казахстанское СП «Заречное» в Казахстане.

Уранодобывающие предприятия России, а также ряд СП на территории стран СНГ и дальнего зарубежья были консолидированы в 2008 г. под управлением ОАО «Урановый холдинг АРМЗ».

По объему добычи урана ОАО «АРМЗ» в 2009 г. заняло пятое место в мире с показателем 4624 т (рост к 2008 г. на 20,4 %, с учетом СП в Казахстане), в том числе в России – 3400 тонн.

В планах Холдинга, который является уполномоченной компанией по обеспечению сырьем российской атомной отрасли, участие в перспективных проектах и в других странах: в Украине, Армении, Канаде, Намибии, Монголии. К 2024 г. «Урановый холдинг АРМЗ» ставит себе целью в 6 раз увеличить добычу урана (до 20 тыс. т в год) и стать мировым лидером в отрасли.¹²⁹

Потребность России в уране с учетом экспортных обязательств составляла 20 тыс. т (внутреннее потребление – 4 тыс. т). Недостаток компенсируют поставки из госрезерва, давальческое сырье из Украины, поставки из США по договору ВОУ-НОУ. Главными потребителями продукции ОАО «Атомредметзолото» являются структуры Росатома, в первую очередь дивизионы по обогащению урана (ОАО «РСК»). В 2009 г. компания самостоятельно вышла на мировой рынок природного урана.

Основными производственными активами холдинга являются ОАО «Приаргунское производственное горно-химическое объединение» (Россия, Забайкальский край, 88 % российской добычи); ЗАО «Далур» (Россия, Курганская область, 10,5 % российской добычи); ОАО «Хиагда» (Россия, Бурятия); СП «Заречное» и СП «Абхастау» (Казахстан). Среди реализуемых проектов ОАО «Атомредметзолото» — разработка крупных урановых месторождений в Якутии и Забайкалье. На базе Эльконского ураново-рудного района, являющегося одним из крупнейших в мире (344 тыс т урана, или 6 % извлекаемых мировых запасов), к 2024 году планируется создать один из крупнейших в мире центров по добыче урана производительностью до 5 тыс. т в год. В Забайкальском крае предполагается разработка месторождения Оловское, а также группы месторождений Горное и Березовое (проектная мощность – по 600 т урана в год).

¹²⁸ Материалы МПР России. Сайт - <http://www.mnr.gov.ru>.

¹²⁹ Сайт ОАО «Урановый холдинг АРМЗ («Атомредметзолото»)» - <http://www.armz.ru>.

Основные выводы по динамике атомно-энергетического комплекса России можно сформулировать следующим образом:

- В 1990-е гг. атомная энергетика пережила острый кризис. Быстрый рост отрасли в 1970-1980-е гг. был оборван в разгар инвестиционной стадии.

- Вследствие общеэкономического спада и крайне отрицательных настроений общественности после Чернобыльской аварии инвестиции в отрасль обвалились.

- Фактически, был разрушен производственный комплекс «Атоммаша» в Волгодонске, а Ижорские заводы (главный производитель реакторного оборудования в России) выжили только за счет экспортных заказов.

- Из-за спада спроса на электроэнергию и дезорганизации работы электроэнергетики страны резко упал КИУМ, снизилась безопасность и экономическая эффективность работы АЭС.

- В 2000-е гг. отрасль восстановилась после провала 1990-х гг. Работа АЭС сегодня обеспечивает производство до 16 % всей электроэнергии в стране. Реализуется масштабная программа строительства энергоблоков на уже существующих площадках, а также новых АЭС. Россия играет ключевую роль в инновационных проектах развития комплекса - создании реакторов на быстрых нейтронах и замкнутого ядерного топливного цикла, переработке отработанного ядерного топлива.

В то же время, развитие отрасли сталкивается с целым рядом проблем.

1. Крайне высокая стоимость и длительный срок строительства энергоблоков приводит к низкой экономической эффективности или даже убыточности нового строительства АЭС, требует дополнительных вложений со стороны федерального бюджета.

2. Научно-техническая политика «Росатома» отличается непоследовательностью, граничащей с непредсказуемостью. В результате инновационные проекты (включая создание реакторов на быстрых нейтронах) реализуются весьма медленно. Этому способствует ослабление кадрового и производственного потенциала отрасли.

3. Падает конкурентоспособность российской атомной энергетики на внешних рынках. Главная причина – собственные проблемы России (высокая стоимость строительства; длительные сроки; отсутствие прогресса в создании энергоблоков повышенной мощности – до 1,5 ГВт), а также ужесточение конкуренции на ряде перспективных рынков.

Ключевая задача развития комплекса – реализация инновационного потенциала при повышении экономической эффективности его работы и за счет этих факторов – удержание лидирующих позиций в мире.

Кроме того, необходимо сосредоточиться на качественных аспектах развития отрасли – повышении показателей эффективности (КИУМ, КПД) и безопасности работы АЭС, рентабельности строительства, а также технологической политики.

7.3. Развитие теплоснабжения в России в 1990-2010-2030 гг.

Теплоснабжение является жизненно важной отраслью в условиях российского климата и крупнейшим потребителем ТЭР в России – 40 % всего внутреннего потребления топлива (в 2009 г. – 382 млн т у.т., 71 % – газ, 18 % – уголь). В отрасли занято около 2 млн человек. Отрасль сталкивается с тяжелейшими проблемами огромного износа оборудования, огромных потерь тепла, низкой технической и экономической эффективности. Проблематика ее развития практически игнорируется. Отсутствует государственная стратегия развития отрасли, отраслевое законодательство. Минимальное внимание к отрасли обусловлено ее раздробленностью, отсутствием крупных компаний, непрозрачностью, трудностью капитализации (при значительных доходах).

7.3.1. Производство и потребление тепловой энергии

После тяжелого спада 1990-х гг. в 2000-е гг. положение в теплоснабжении улучшилось, но ситуацию переломить не удалось.

Рост финансовых возможностей государства и населения позволил решить ряд наиболее острых проблем, но не изменил основных тенденций в отрасли.

Итоги работы теплоснабжения России в 1990-2010 гг. представлены в табл. 7.6. Производство тепловой энергии за этот период сократилось в 1,3 раза. Доля крупных теплофикационных систем на базе ТЭЦ общего пользования в производстве тепла составляет около 2/3. Крупными теплофикационными системами вырабатывается около 1,4 млн Гкал в год. Доля ТЭЦ в производстве тепла сократилась с 1990 г. на 2 % и в последние годы стабилизировалась на уровне 32 %. Доля крупных котельных увеличилась с 28 % до 34 %. Доля выработки тепла децентрализованными источниками в 2009 г. уменьшилась с 31 до 27 %.

Годовое теплопотребление России в 2010 г. составило 1547 млн Гкал, в том числе теплопотребление в промышленности – 38 % от суммарной величины, в ЖКХ (включая коммунально-бытовой сектор и население) – 60 %.

С 1990 по 2010 г. теплопотребление упало на 38,0 %. В промышленности оно сократилось более чем в 2,5 раза, причем в 2000-е гг. падение продолжилось (на 32 %). Это обусловлено глубоким падением промышленного производства, а в последние годы еще и структурной перестройкой экономики. Теплопотребление в сфере услуг снизилось на 36 %, однако в сфере ЖКХ возросло на 21 % в результате роста объемов нового строительства и уровня комфорта бытовых условий проживания людей.

Таблица 7.6. Производство, потребление и потери тепловой энергии России, млн Гкал

	Годы					
	2000	2005	2010	2015	2025	2030
Производство, всего	2020	1977	1994	1899 1975	1975 2030	2130 2150
Централизованные источники, в том числе:	1444	1431	1436	1369 1425	1465 1500	1610 1620
Электростанции	642	628	676	601 620	680 690	785 830
Центральные котельные	710	701	684	661 688	659 686	640 654
АТЭС и АСТ		5		4 6	6 8	12 15
Вторичные энергоносители		91		98 107	107 116	118 135
Нетрадиционные источники		7		4 5	4 10	6 35
Децентрализованные источники, в том числе:	576	541	538	530 550	510 530	510 540
Котельные	220	192		180 190	150 160	140 150
Автономные источники	356	349		350 360	360 370	370 390
Потери	308	355	390	310 320	230 270	180 190
Потребление, в т.ч.:	1664	1624	1547	1589 1655	1745 1760	1950 1960
промышленность	807	614	579	615 640	632 637	686 690
строительство	7	9		14 15	21	21 22
сельское хозяйство	34	29	32	25 26	28	29
транспорт и связь	36	34		32 33	33	35
коммунальное хозяйство	198	192	187	181 189	202 204	232 233
население	582	746	749	721 751	829 836	946 951

Источник: Институт систем энергетики им. Мелентьева СО РАН.

Одна из важнейших проблем отрасли – энергоемкость теплоснабжения. Средний удельный расход топлива на производство тепла по всем источникам составляет около 190 кг у.т./Гкал и незначительно изменяется в последние годы.

К 2030 г. ожидается умеренный (7,5 % к текущему уровню) рост производства тепла при значительном росте его потребления (на 26-27 %). Такая разница обусловлена наличием значительного резерва сокращения потерь, которые должны снизиться с 390 млн т у. т. (19,6 % производства тепла) в 2010 г. до 180-190 млн т у.т (8-9 %) к 2030 году. Как следствие, потребность в топливе на производство тепловой энергии к 2030 г. должна сохраниться на уровне 2010 г. – 370-390 млн т у.т. Это должно быть связано с повышением эффективности производства транспорта и распределения тепла, положительными структурными изменениями в экономике, снижением теплосемкости промышленной продукции, улучшением качества строительства жилья и активным энер-

госбережением.¹³⁰ Основным топливом будет оставаться газ, хотя его доля при общем абсолютном росте не увеличивается. Доля угля может возрасти с 26 % в 2005 г. до 31 % в 2030 году.

7.3.2. Состояние мощностей теплоснабжения: техногенная катастрофа

Производственные мощности теплоснабжения находятся в тяжелейшем состоянии. Это – техногенная катастрофа, угрожающая энергетической безопасности в жизненно важной сфере. В 2000-е гг. добиться кардинального улучшения ситуации не удалось.

Теплофикационные (когенерационные) системы централизованного теплоснабжения (самый эффективный способ энергообеспечения при высокой плотности потребителей) находятся в тяжелейшем состоянии как вследствие высокого износа основных фондов, так и в результате перекосов при подготовке и реализации реформы электроэнергетики. Коэффициент использования установленной тепловой мощности электростанций снизился до величины ниже 50 %. Это привело к тому, что выработка электроэнергии по экономичному теплофикационному циклу сократилась до 57 % и менее (на 30 % ниже проектного показателя), а ее производство в неэффективном конденсационном режиме возросло до 20 % и более, что сопровождается ростом тарифов на электро- и тепловую энергию. Фактически ТЭЦ и котельные имеют подключенную тепловую нагрузку в пределах 70 % и ниже от установленной мощности. Избыточная мощность источников также накладывает дополнительную нагрузку на тарифы.

Мировой и российский опыт показывает, что централизованное теплоснабжение, базирующееся на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), производящих электроэнергию и отдающих «бросовое» тепло в теплосеть, весьма эффективно в экономическом смысле. Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии позволяет существенно сократить потребление органического топлива и уменьшить выбросы вредных веществ за счет значительно более высокого коэффици-

¹³⁰ Отметим, что ряд ведущих специалистов страны в области теплоснабжения считают, что одновариантный прогноз теплоснабжения России на длительную перспективу, например, разработанный в рамках ЭС-2030, представляется явно недостаточным для обоснования объемов производства тепловых энергий и спроса на нее, а также необходимых инвестиций в развитие теплоснабжения в условиях постоянно возникающих новых задач и ограничений, которые невозможно предусмотреть заранее. Необходима разработка вариантов сценариев возможного развития экономики и энергетики в долгосрочной перспективе. (Подробнее см.: Некрасов А.С., Синяк В.Ю., Воронина С.А. Перспективы развития теплоснабжения России // Проблемы прогнозирования. 2011. № 2 (125). С. 37-54).

ента использования топлива в сравнении с отдельной схемой энергоснабжения, согласно которой электроэнергия вырабатывается на крупных КЭС или АЭС, а тепло – на котельных.¹³¹ Как следствие, в западноевропейских странах (Скандинавия, Великобритания, Германия и пр.) системы комбинированной выработки электроэнергии и тепла считаются наиболее эффективными и рассматриваются как одно из ключевых направлений в повышении энергоэффективности, поэтому там реализуются масштабные программы теплофикации на основе централизованных источников. При этом, как правило, компании централизованного теплоснабжения принадлежат либо кооперативам, либо общественным компаниям – иными словами, не являются частными и не ориентированы на извлечение прибыли.

Преимущество комбинированной схемы энергоснабжения может быть реализовано только при наличии достаточно эффективной системы тепловых сетей, по которым осуществляется транспорт энергии потребителю. Между тем, катастрофический рост износа теплосетей, которые массово прокладывались в 1960-1980-е гг., имеют стандартный срок службы 25 лет и в настоящее время не только физически, но и морально устарели, что, в свою очередь, ведет к катастрофическим потерям тепла в сетях.¹³²

Тепловые сети включают тепломагистрали (трубы большого диаметра, до 1400 мм) и распределительные сети. На отводах от магистрали обычно устроены центральные тепловые пункты (ЦТП). В больших городах в целях повышения надежности в основном строились т.н. независимые (закрытые) системы теплоснабжения. В них теплоноситель из теплосети поступает в промежуточный теплообменник, установленный в ЦТП, где он нагревает вторичный теплоноситель (водопроводную воду), циркулирующий в местной установке потребителя по самостоятельным трубопроводам. Таким образом, в независимых системах установки потребителей гидравлически изолированы от теплосети.

Магистральные трубопроводы вместе с ТЭЦ в 1990-е гг. находились в ведении региональных дочерних предприятий РАО ЕЭС (АО-энерго), а в 2000-е гг. вошли в состав ТГК, а распределительные сети – обычно в ведении муниципальных предприятий ОАО «Теплосеть». Из-за совершенно недостаточных объемов финансирования в 1990-е гг. резко снизилось как количество, так и качество ремонта и замены труб. Количество аварий на 100 км теплотрассы в год возросло с 3 в 1980-е гг. до 20 в середине 1990-х гг. и 200 к 2005 году.

¹³¹ Сопоставление по эффективности использования топлива отдельной и комбинированной схемами энергоснабжения приведено, напр., в работе «Перспективы развития теплофикации в России» (авторы – А.А. Хоршев, А.С. Макарова, И.В. Ерохин и Т.Г. Панкрушина, опубликована в журнале «Академия Энергетики», № 2 2011 г.).

¹³² В настоящее время физический износ большинства систем теплоснабжения достиг 60-70%. Удельная повреждаемость подземных теплотрасс достигает 80-100 случаев/год на 100 км трассы. Потери теплоносителя в них – до 35-40 %, что, по оценкам, составляет ежегодно 120-145 млн Гкал. Технический потенциал повышения эффективности использования и транспортировки тепловой энергии оценивается величиной в 700-840 млн. Гкал (см., напр.: Топливо-энергетический комплекс России: 2000-2008 гг.» (справочно-аналитический обзор) / под общ. ред. проф., д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Мастепанова, к.г.н. А.И. Громова. Институт энергетической стратегии. М.: ИАЦ «Энергия», 2009).

Между тем, уровень развитых стран – 2 аварии, а после 300-400 аварий неизбежен катастрофический распад системы, поскольку устранение одной аварии требует гораздо больших средств, чем ее предотвращение. В результате, в тепловых сетях теряется вся экономия от комбинированной выработки тепла и электроэнергии на ТЭЦ.

Общая протяженность тепловых сетей в России к 2009 г. составила 172,0 тыс. км, в том числе магистральных сетей большого диаметра (400 мм и более) – 16,7 тыс. км (9,5 % от суммарной длины). С 2000 г. общая протяженность тепловых сетей сократилась на более чем 14 550 км (на 7,7 %). Радиусы теплоснабжения превышают 30 км. Значительно растет расход электроэнергии на перекачку теплоносителя. Его удельная величина превышает 7,8 кВт·ч/ГДж (32,6 кВт·ч/Гкал), вместо достижимых 1,9 кВт·ч/ГДж (8 кВт·ч/Гкал). Технический уровень действующих в стране тепловых сетей соответствует лишь уровню 1960-х гг. зарубежных стран. В результате потери тепла достигли 20 %, что сводит на нет всю экономию, получаемую при совместной выработке электроэнергии.

Местные системы теплоснабжения, как правило, имеют морально устаревшие зависимую схему подключения нагрузки отопления и открытую систему горячего водоснабжения с тепловыми вводами. Имея многоцелевое (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технология) назначение, распределение теплоносителя между потребителями осуществляется с помощью морально устаревших технологий. В ряде городов, преимущественно в европейской части России, оно производится с помощью центральных тепловых пунктов, которые улучшают ситуацию, но полностью не решают проблему эффективного распределения теплоносителя и создания комфортных условий в помещениях. Системы теплоснабжения до сих пор не оснащены в должной мере приборами учета, средствами измерения и регулирования. Неудовлетворительны теплотехнические характеристики наружных конструкций зданий.

Техническое состояние котельных, прежде всего угольных, также находится на недопустимо низком уровне. Они не имеют не только системы автоматического регулирования технологическим процессом, но и не оснащены элементарными средствами механизации, поэтому в них зачастую используется ручной труд. Удельная повреждаемость составляет 0,07-0,10 повреждений в год на одну котельную.

Еще более низким уровнем надежности, экологичности и экономичности характеризуется сфера децентрализованного теплоснабжения и системы мелких и средних котельных. Их учет не ведется, здесь отсутствует какая-либо техническая политика, развитие осуществляется стихийно.

Таким образом, техническое состояние систем теплоснабжения остается крайне тяжелым. Только с конца 2000-х гг. в отрасль пошли инвестиции, но пока они далеко не достаточны для перелома ситуации. Улучшение показателей надежности теплоснабжения достигнуто за счет преодоления крайнего хаоса и налаживания минимального финансирования отрасли. Но стратегические проблемы, состоящие в огромной степени износа основных фондов и необходимости их реконструкции, не решены.

7.3.3. Развитие теплоснабжения: при каких условиях эффективны когенерация и централизация?

Модернизация теплоснабжения играет ключевую роль для повышения энергоэффективности и создания современной среды обитания.

Однако для ее осуществления необходимо сделать выбор в пользу развития централизованного или децентрализованного теплоснабжения, когенерации или котельного теплоснабжения.

К настоящему времени система теплоснабжения России оказалась в «ловушке развития» – «плохом равновесии», которое весьма неэффективно, но выйти из которого крайне трудно, поскольку оно самовоспроизводится. Сохранение существующей неэффективной системы централизованного теплоснабжения в крупных населенных пунктах невозможно по техническим и экономическим причинам. Встает дилемма – либо полная реконструкция тепловых сетей и источников (выход из «плохого равновесия»), либо переход к децентрализованному теплоснабжению.

Переход к индивидуальному теплоснабжению (подомовому или даже квартирному) активно лоббировался в 2000-е годы. Однако их энергетическая и экономическая эффективность по сравнению с ТЭЦ (для крупных населенных пунктов) крайне низка. В случае сжигания любых видов топлива КПД у малых установок намного (в 2-3 раза) ниже, чем у крупных источников, в силу невозможности применить многие технические решения и неоптимального режима эксплуатации. Резко возрастает потребление газа (между тем, цены на него также стремительно растут, и будут расти) и нагрузка на газораспределительные сети. При использовании твердого топлива растут экологические издержки и трудозатраты. Хаотичное внедрение децентрализованных источников тепла решает проблему теплоснабжения конкретного здания, но снижает загрузку централизованных источников и повышает среднюю себестоимость централизованного тепла. Таким образом, такое направление развития во многих случаях закрепляет сложившееся плохое равновесие, и будет вести к нарастающим энергетическим, экономическим и социальным издержкам. Определенный потенциал развития имеется у децентрализованных и возобновляемых источников, но они могут играть значимую роль только в сельской местности и для удаленных потребителей, а их общая стоимость, с учетом всех затрат на монтаж и обслуживание, весьма велика.

Восстановление эффективных систем централизованного теплоснабжения требует огромных вложений. Объем выбывающих мощностей ТЭЦ до 2030 г. оценивается в 50-85 тыс. Гкал/ч, мощностей котельных – 480-530 тыс. Гкал/ч. В связи с этим ежегодный ввод тепловой мощности ТЭЦ до 2030 г. должен составить 2,6-5,0 тыс. Гкал/ч. Только для поддержания текущего уровня

износа сетей необходимо перекладывать ежегодно 7300 км сетей в двухтрубном исчислении. По состоянию на 2000 г. 150 тыс. км теплотрасс (80 %) требовали замены, в том числе 27 тыс. км – безотлагательно. Между тем в первой половине 2000-х гг. ежегодно ремонтировалось не более 1000 км. Стоимость этого проекта оценивается в 3-4 трлн руб., что намного превышает возможности, как государства, так и населения, а также частного бизнеса, для которого к тому же отсутствуют перспективы окупаемости. Для перелома тенденции износа основных фондов необходимо повышение объема инвестиций в 25-30 раз. Задача частично смягчается тем, что региональные системы теплоснабжения независимы друг от друга, поэтому возможна последовательная реконструкция систем с концентрацией средств в приоритетных регионах с наиболее тяжелым положением (безусловно, при поддержании всех систем в рабочем состоянии). По оценкам ЭС-2030, уже до 2015 г. в теплоснабжение России нужно вложить 38-53 млрд долл., а к третьему этапу – 79-100 млрд (табл. 7.7).

Таблица 7.7. Прогноз необходимых инвестиций в развитие теплоснабжения России, млрд долл. США в ценах 2007 г.

Направления развития	2011-2015 гг.	2015-2025 гг.	2026-2030 гг.
Реконструкция тепловых сетей	15 18	37 42	28 35
Строительство новых тепловых сетей	2 4	5 6	5 8
Модернизация источников теплоснабжения	12 15	27 30	21 25
Ввод новых мощностей	5 10	12 15	15 20
Энергосбережение	4 6	12 14	10 12
Всего	38-53	93-107	79-100

Источник: ЭС-2030.

Государственная политика ориентируется как на переход к децентрализованному теплоснабжению, так и на развитие централизованных систем.

Так, в ЭС-2030 первоочередная задача, стоящая перед отраслью, определяется как «повышение стандартов предоставления услуг теплоснабжения», а потом идет «повышение надежности, энергетической и экономической эффективности».

Согласно ЭС-2030, широкое развитие на новом технологическом уровне получают системы децентрализованного (индивидуального) теплоснабжения.

Будет сформирован рынок тепловой энергии и упорядочены взаимоотношения между его участниками. Необходимо подчеркнуть, что совершенствование организационно-правовой базы, при всей его важности, не может заменить массивованных инвестиций и само по себе не является решением проблемы.

Проблема теплоснабжения вообще не может быть решена сугубо рыночными способами, без преобладающего участия государства.

К сожалению, вероятность реализации общенационального проекта воссоздания эффективного централизованного теплоснабжения весьма мала. Государство не способно и не хочет решать указанную проблему.

По-видимому, сползание в «плохое равновесие» с высокими издержками раздробленного теплоснабжения продолжится.

7.4. Развитие возобновляемой энергетики

В настоящее время развитие возобновляемой энергетики является одним из ключевых трендов развития мировой энергетики, но практически повсеместно в той или иной форме дотируется государством. Возобновляемая энергетика показывала самую высокую относительную динамику роста среди всех видов энергетики.

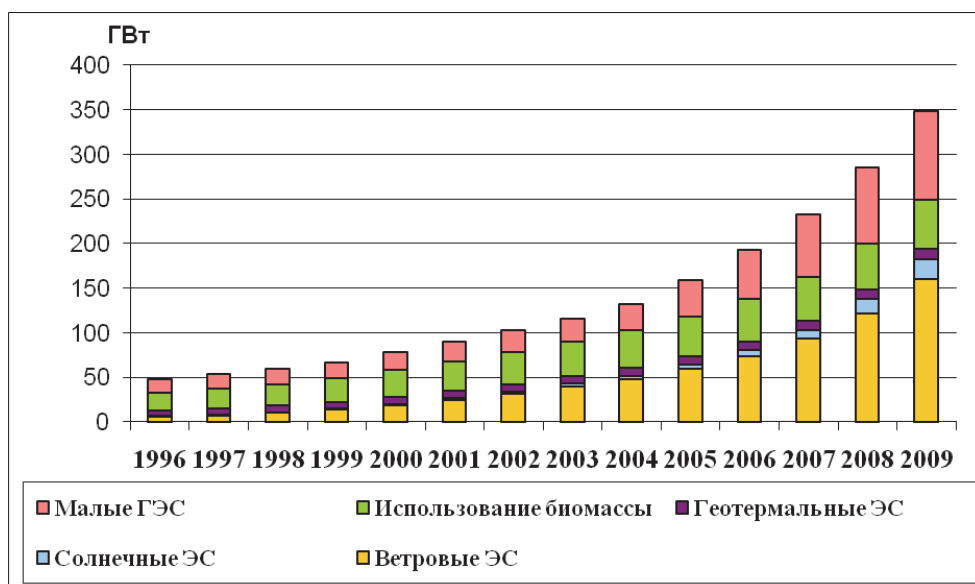
Россия существенно отстает от развитых стран в развитии возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и практически не присутствует на мировом рынке. Между тем, во многих регионах России ВИЭ являются оптимальным способом энергоснабжения, особенно удаленных и децентрализованных потребителей. С учетом постоянного роста цен на природный газ и электроэнергию, необходимо стимулировать использование ВИЭ при условии их экономической эффективности, не только текущей, но и перспективной. В противном случае Россия рискует отстать от развитых стран и собственных потребностей в этом перспективном направлении.

7.4.1. Мировой тренд: взрывной рост возобновляемой энергетики

В 2000-е гг. возобновляемая энергетика развивалась с опережением большинства прогнозов и пережила мощный бум, особенно интенсивный в 2004–2008 гг., до начала мирового финансово-экономического кризиса. Россия осталась в стороне от этой тенденции.

С 2000 по 2009 г. мировая мощность ветровых электростанций возросла с 18 до 160 ГВт (рис. 7.9). Мировая мощность солнечных ФВ-электростанций возросла с 1,8 до 22,9 ГВт, малых ГЭС – с 20 до 100 ГВт. К 2009 г. мощность электростанций с использованием биомассы достигла 55 ГВт. Общая мощность

электростанций на ВИЭ, включая также геотермальные электростанции и концентрирующие солнечные электростанции, достигла 367 ГВт (2000 г. – 49 ГВт), а с учетом большой гидроэнергетики – 1230 ГВт. Эта величина составляет 8 % мировых генерирующих мощностей (с учетом ГЭС – 27 %). Мощности по производству тепла с использованием солнечной энергии достигли 200 ГВт (рост с 2004 г. в 3 раза), с использованием биомассы – 300 ГВт (тепловых). Мировое производство биодизеля выросло в 6 раз (до 12 млрд л), этанола – в 2 раза (до 67 млрд л).



Источник: Renewables Global Status Report 2009.

Рис. 7.9. Динамика возобновляемой энергетики в 1996-2009 гг.

В результате к 2008-2009 гг. ВИЭ вышли на первое место в приросте мощностей в США и ЕС, обеспечивая до 50 % вводов мощностей. Ветроэнергетика занимает первое место в мире по вводу генерирующих мощностей и по приросту выработки электроэнергии среди всех видов электростанций. Быстрый рост ветровой энергетики и увеличение размеров единичной установки позволили снизить издержки, а также смягчить проблему нестабильности выработки электроэнергии за счет количества установок, распределенных по большой площади. В 2010 г. бурный рост (ввод 15 ГВт за год) продемонстрировала фотовольтаика.

В мире в целом доля ВИЭ во вводе электроэнергетических мощностей возросла с 6 % в 2004-2005 гг. до 23 % в 2008 г. и 40 % в 2009 году. Возобновляемая энергетика показывала самую высокую относительную динамику среди всех

видов энергетики, хотя по абсолютным величинам роста уступала угольной, газовой и нефтяной отраслям.

Вместе с тем пока ВИЭ сконцентрированы в немногочисленных странах, обладающих технологическим лидерством в этом направлении и имеющих значительные программы стимулирования возобновляемой энергетики, а также стремящихся решить проблему своей энергетической независимости.

Значимую роль в развитии ВИЭ играет климатическая политика и ожидания высоких темпов роста сектора, стимулирующие приток средств, а также сложившиеся в 2000-е годы высокие цены на традиционные энергоресурсы.¹³³ В большинстве стран распространение ВИЭ остается крайне незначительным. В 2010-2030 гг. быстрый рост возобновляемой энергетики продолжится. Вместе с тем увеличение абсолютного прироста мощностей и выработки электроэнергии будет сопровождаться снижением относительных темпов роста.

7.4.2. Причины стагнации ВИЭ в России: административные барьеры или объективные факторы?

Потенциал возобновляемой энергетики России весьма значителен. В настоящее время потенциал ВИЭ в России используется крайне слабо из-за наличия целого ряда технических, экономических и организационных барьеров.

Экономический потенциал составляет 320 млн т у.т. в год, или 32 % внутреннего потребления энергоносителей, в том числе потенциал энергии ветра – 11, энергии солнца – 3, малой гидроэнергетики – 70, энергии биомассы – 70, геотермальной энергии – 114, низкопотенциального тепла – 53 млн т у.т. Технический потенциал возобновляемой энергетики в несколько десятков раз больше. Но размещение потенциала ВИЭ по территории страны крайне неравномерно и не совпадает с географией спроса на энергию: основная часть потенциала сосредоточена в малонаселенных северных и восточных регионах. Производство электроэнергии ВИЭ связано с географией экономически эффективного потенциала соответствующих первичных энергоресурсов, в том числе: солнечной и биоэнергии преимущественно в южных районах страны;

¹³³ В этом плане существуют значительные риски того, что с падением мировых цен на нефть (например, до 50-60 долл./баррель) рентабельность подобных проектов станет отрицательной. Кстати, даже при прогнозируемых МЭА ценах на энергоресурсы (на уровне 2035 г. – от 90 до 135 долл./баррель в ценах 2009 г.), никаких принципиально новых технологий производства, транспорта, распределения и потребления энергии, кроме уже известных в настоящее время, не намечается использовать до конца прогнозируемого периода. World Energy Outlook 2010. OECD/IEA, Paris, 2010.

ветровой – в зонах стабильных ветров со скоростью свыше 8-10 м/сек., в том числе на Дальнем Востоке, на Севере страны, в районе Новороссийска и др.; геотермальной – в районах Дальнего Востока, в Прикавказской зоне, Юго-Западной Сибири и др.; приливной – в районах с большими диапазонами приливных уровней морей (Дальний Восток, Крайний Север); низкопотенциальное тепло – практически повсеместно.

Но доля ВИЭ в производстве первичной энергии составляет 1,0 %, а в потреблении – 1,9 %. В 2000-е гг. потребление энергии ВИЭ колебалось в диапазоне 17-19 млн т у.т. в год, упав затем до 14,5 млн т у.т. Таким образом, тенденция роста доли ВИЭ отсутствует. В производстве электроэнергии, однако, доля ВИЭ в 2000-2008 гг. выросла с 0,36 до 0,58 %, за счет роста малой гидроэнергетики, геотермальной энергетики, использования биомассы (табл. 7.8). Солнечная и ветровая энергетика не играли значимой роли в приросте.

Таблица 7.8. Выработка электрической энергии в России на базе ВИЭ, включая малые ГЭС, млн кВт•ч

	2000 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Ветростанции	1,07	9,63	7,46	7,74	5,235
Геотермальные электростанции	58,2	396,4	462,6	484,7	446,5
Малые ГЭС	1672,6	2788,1	2548,5	2659,2	3178,5
Биомасса	1380,3	3720,1	2612,9	2817,1	2325,9
Итого:	3112,17	6908,23	5631,46	5968,74	5974,135
Доля ВИЭ в производстве электроэнергии %	0,36	0,73	0,61	0,61	0,58

Источник: Отчеты о технико-экономических показателях и расходе условного топлива на электростанциях России за 2000- 2008 годы. Госкомстат России.

Доля ВИЭ в производстве тепловой энергии выросла с 3,4 до 3,9 %, главным образом за счет использования биомассы (табл. 7.9).

Развитию возобновляемой энергетики в России препятствуют как объективные условия, так и субъективные. Объективные условия состоят в ограниченном потенциале ВИЭ в наиболее населенных регионах с максимальными объемами энергопотребления. Субъективные условия состоят в трудностях подключения к энергетическим сетям и инфраструктуре, инерции мышления чиновников и инвесторов, слабом проникновении соответствующих технологий.

Таблица 7.9. Отпуск тепловой энергии в России на базе ВИЭ, тыс. Гкал

	2000 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Тепловые электростанции на биомассе	8900	11362	11791	12557	14394
Котельные на биомассе и автономные источники	45000	46500	47000	47500	47600
Солнечные коллекторы	10,0	20,0	22,0	25,0	25,0
Тепловые насосы	60	110	120	120	130
Мусоросжигающие заводы и установки	100	120	125	130	130
Биогазовые установки всех видов	20	30	30	30	35
Геотермальные системы теплоснабжения	215	190	202	200	200
Итого:	54305	58332	59290	60562	62514
Доля ВИЭ в производстве тепловой энергии, %	3,37	3,6	3,5	3,7	3,9

Источник: Отчеты о технико-экономических показателях и расходе условного топлива на электростанциях России за 2000- 2008 годы. Госкомстат России.

7.4.3. Перспективы развития ВИЭ в России

Существенный рост использования ВИЭ в России мог бы способствовать эффективному энергоснабжению во многих регионах, но только при условии реализации государственной стратегии развития отрасли.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года предусматривает быстрый рост возобновляемой энергетики. Согласно стратегии, доля ВИЭ должна возрасти с 5,9 млрд кВт•ч (0,6 % общей выработки) в 2009 г. до 26-30 млрд кВт•ч (2,5 % выработки) в 2015 г. и 126-155 млрд кВт•ч (7 %) в 2030 году.

Оценки Института энергетической стратегии для конца второго этапа ЭС-2030 (2020-2022 гг.) показывают, что довести выработку электроэнергии ВИЭ до 60-70 млрд кВт•ч можно только при многократном росте мощности всех типов ВИЭ. Так, мощность ветровых электростанций должна возрасти с 11 до 7000-7500 МВт (в 700 раз), мощность малых ГЭС – с 683 до 3000-3800 раз (в 7 раз), мощность геотермальных электростанций – с 90 до 800-1000 МВт (в 9-11 раз), мощность ТЭЦ на биомассе – с 1316 до 5000-6000 МВт (в 4-4,5 раза) (табл. 7.10). Следовательно, ветровая энергетика должна быть создана фактически с нуля, а масштабы всех других отраслей должны многократно увеличиться за 10 лет.

В России существует значительное количество компаний, занимающихся производством и поставками оборудования ВИЭ, но в целом технический уровень значительно ниже мирового. В Советском Союзе в 1980-е гг. соответствующие разработки велись достаточно активно, но затем значительная часть потенциала была потеряна. Развитие ВИЭ требует как заимствования зарубежных технологий с созданием производства на территории России, так и поддержки оригинальных разработок.

Таблица 7.10. Варианты ввода мощностей ВИЭ к концу второго этапа ЭС-2030

Вид ВИЭ	Установленная мощность, МВт, 2008 г.	Целевая установленная мощность, МВт	Целевое производство электроэнергии млрд кВт.ч	КИУМ
ВЭС	11	7000 7500	15,3 16,4	0,25
МГЭС	683	3000 3800	13,1 16,6	0,5
ГеоЭС	90	800 1000	5,2 6,8	0,75
ТЭЦ	1316	5000 6000	26,3 31,5	0,6
Прочие		150 300	0,5 1,0	0,4
Всего	2100	18600	60,4 72,3	

Примечание. Прочие – приливные, фотоэлектрические, биоэнергетические.

Источник: Безруких П.П. О необходимости и темпах развития возобновляемой энергетики России. ТЭК России в XXI веке. Московский Международный энергетический форум, 7-10 апреля 2010 года.

Перспективы развития ВИЭ в России есть и весьма значительные, в особенности для удаленных от централизованных систем энергоснабжения территорий Сибири и Крайнего Севера.

Вместе с тем развитие ВИЭ невозможно без серьезной государственной поддержки. Для этого требуется предоставление из федерального бюджета субсидий для компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов ВИЭ, введение льготных тарифов на электроэнергию ВИЭ, упрощение порядка регистрации и получения ВИЭ, а также информационная поддержка и ряд законодательных изменений.

Дополнительным фактором, способствующим росту ВИЭ в долгосрочной перспективе, может стать постоянный рост цен и тарифов на традиционные энергетические ресурсы.

Хотя этот рост обусловлен, главным образом, неэффективной организацией соответствующих рынков, а не технологическими факторами, он будет способствовать проникновению ВИЭ на рынок. Это может сыграть важную роль в будущей судьбе отрасли, стимулируя приток наиболее состоятельных потребителей, способных оплатить установку ВИЭ.

В инфраструктурных отраслях энергетики сложилось весьма напряженное положение, которое может стать угрозой стабильному экономическому развитию и безопасности некоторых регионов России. В результате эти отрасли в будущем могут стать тормозом посткризисного восстановления экономики и ожидаемого впоследствии экономического роста.

Для данных отраслей в целом характерна слабость рыночных институтов и рыночной инфраструктуры в целом. Это приводит к деформации соотношения цен на взаимозаменяемые энергоресурсы, что, в конечном счете, уже привело к чрезмерной ориентации на газ и снижению доли угля в электроэнергетике и общей тенденции к завышению цен на внутреннем рынке. Не обеспечивается необходимая прозрачность деятельности естественных монополий, что негативно сказывается на качестве государственного регулирования и на развитии конкуренции.

Инфраструктурные отрасли энергетики страдают от неэффективного государственного регулирования. Реформа РАО ЕЭС не привела (и не могла привести в рамках принятой модели) ни к ограничению роста цен, ни к формированию эффективного рынка электроэнергии и мощности, ни к росту инвестиций (он был обусловлен иными факторами) и не достигла поставленных целей. Возникновение группы весьма прибыльных частных и государственных энергетических компаний привело лишь к дезорганизации отрасли и усилению лоббизма.

Между тем перед российской электроэнергетикой стоят задачи кардинального обновления мощностей, повышения экономической и энергетической эффективности. Высокая (более 50 %) степень износа основных фондов, дефицит инвестиционных ресурсов и недостаточный ввод в действие новых производственных мощностей требуют реализации целостной программы модернизации отрасли.

Усугубляет ситуацию и очевидная слабость технической политики, обусловленная дезинтеграцией корпоративной структуры в электроэнергетике и теплоснабжении, а также неэффективностью государственного регулирования. Исключительное значение имеет повышение энергетической эффективности, развитие электроэнергетических систем нового поколения с высокими адаптивными свойствами, внедрение лучших современных технологий и практик. Но пока даже в атомной энергетике, где Россия сохраняет лидирующие позиции в мире, текущие корпоративные задачи перевешивают соображения стратегической технической политики.

В теплоснабжении отсутствие как единой технической политики, так и эффективного государственного регулирования (при том, что в данной отрасли рыночное регулирование крайне затруднено особенностями технической базы) привело к крайне тяжелым проблемам и кризису системы централизованного теплоснабжения. Эти же факторы сдерживают развитие и возобновляемой энергетики.

Такое положение может привести к «плохому равновесию», когда низкая эффективность ТЭК и экономики в целом ведет к высоким затратам (текущим и инвестиционным), а эти затраты в долгосрочной перспективе подрывают рост и инвестиционные возможности российской экономики. Для выхода из «плохого равновесия», осложняемого монополизмом и коррупцией, необходима продуманная модернизация инфраструктурных отраслей ТЭК. При этом должна учитываться тесная взаимосвязь между применяемыми технологиями, существующей инфраструктурой, организационной структурой отрасли и формами и методами государственного регулирования.

РАЗДЕЛ 8. РОССИЯ В МИРОВОЙ ЭКОНОМИКЕ И ЭНЕРГЕТИКЕ

Россия занимает одно из ведущих мест в мировой торговле топливно-энергетическими ресурсами, что делает ее важным звеном в мировой экономической и энергетической системе, особенно на евразийском пространстве.

Вместе с тем позиции России ослабляются недостаточной диверсификацией экспортных поставок и ограниченностью экспортных маршрутов, что приводит к почти полной зависимости от рынка Европы и СНГ. Все возрастающим риском как для экономики России, так и для перспектив развития самого ТЭК является сохранение абсолютного доминирования в экспорте первичного энергетического сырья и крайне низкая доля экспорта энергетической продукции с высокой добавленной стоимостью.

Для преодоления этих проблем необходимы не только дальнейшее развитие и диверсификация энергетической инфраструктуры, выстраивание новой системы экономических и политических отношений с государствами-импортерами, но и интенсивное развитие в самой России высокоэффективной и многосторонней инновационной экономики и энергетики.

8.1. Экономическое развитие России и мира в 1990-2010-2030 гг.: сможем ли мы удержаться в мировой волне роста?

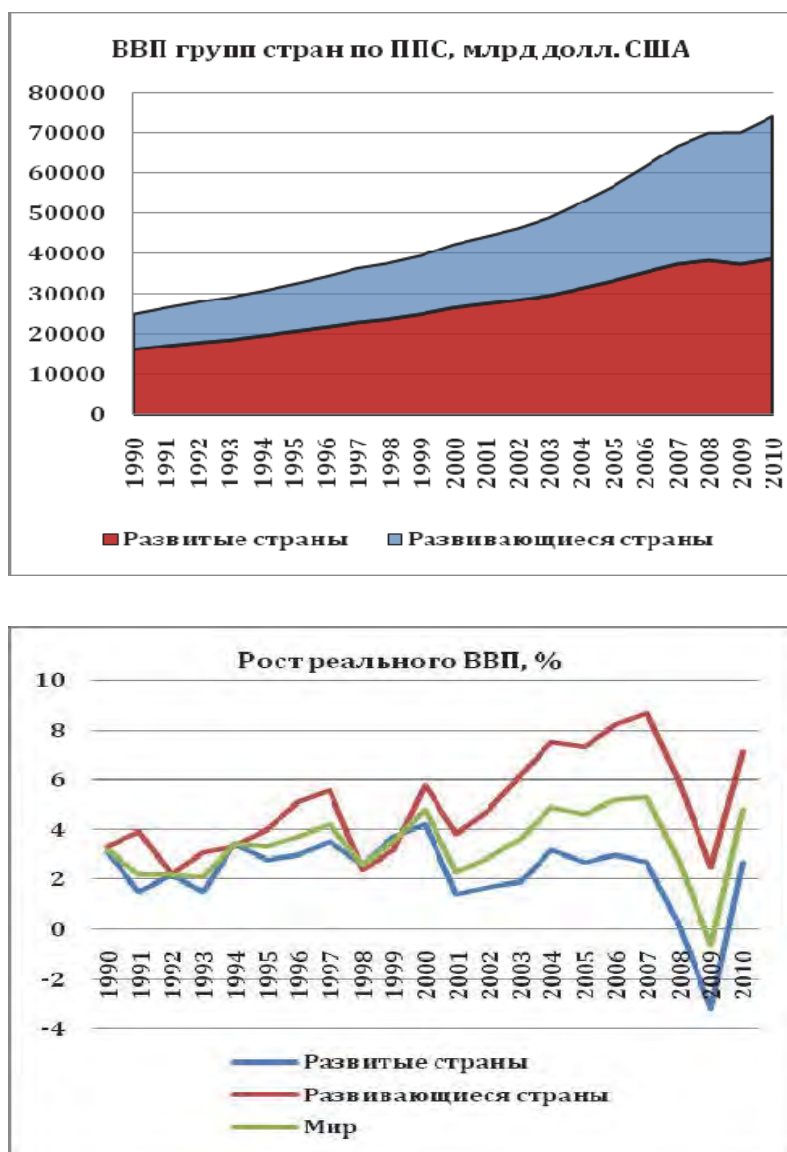
Экономический рост в мире крайне неравномерен как в пространстве (в последние десятилетия развивающиеся страны в целом растут быстрее ведущих экономик мира), так и во времени (периоды быстрого роста чередуются с глубокими кризисами).

В 2011-2030 гг. динамика развития мировой экономики будет определяться завершением индустриализации в развивающихся странах и постиндустриальным развитием в развитых странах, но по сравнению с 2000-ми гг. темпы упадут.

Россия сможет избежать отставания только в случае глубокой модернизации экономики.

Экономическое развитие мира и России в 1990-2010 гг. было весьма неравномерным. Эластичность мирового спроса на энергоресурсы по отношению к мировому ВВП в течение этого времени также была различной. Так, если в 1980 г. она составляла 0,64, то к 1990 г. сократилась до 0,46, а к 2000-2009 гг. — снова восстановилась до 0,67. Подобную тенденцию роста эластичности в 2000-2009 гг. можно объяснить расширением энергоемкого производства в развивающихся странах, в первую очередь в Китае.

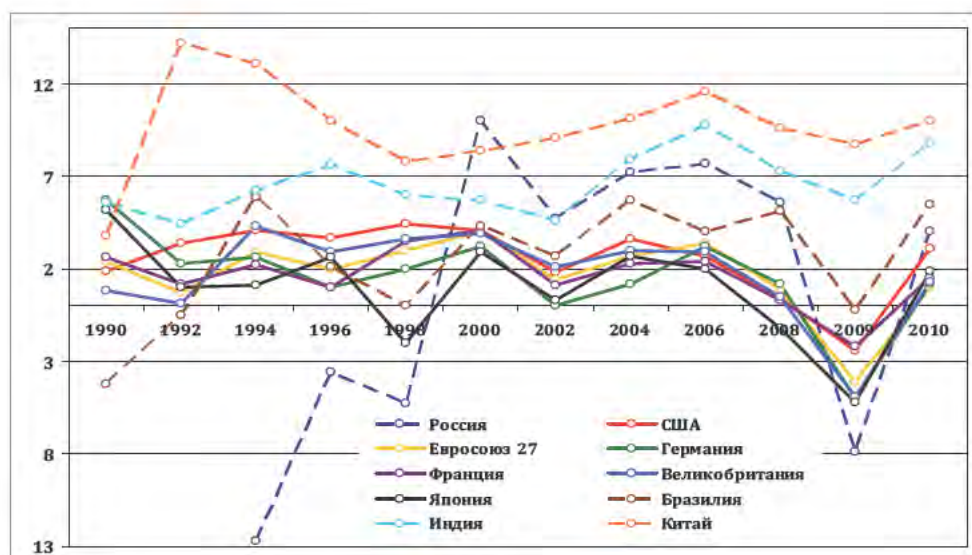
С 1990 г. по 2010 г. вклад в мировую экономику развивающихся стран по сравнению с развитыми странами увеличивался. Если в 1990 г. ВВП развивающихся стран составлял 34,5 % от мирового ВВП, в 2000 г. – 37,1 %, то в 2010 г. их доля возросла до 47,6 % (рис. 8.1). Вместе с тем, темпы роста реального ВВП в развивающихся странах начали заметно превышать темпы роста в развитых только после 2000 года.



Источник: МВФ.

Рис. 8.1. Динамика ВВП по ППС и роста реального ВВП в развитых и развивающихся странах.

После 2000 г. высокими темпами развития начали отличаться четыре страны, так называемые страны БРИК (Бразилия, Россия, Индия и Китай). Средние ежегодные темпы роста этих экономик составили за период с 2000 по 2010 г. 3,45, 4,82, 7,35 и 10,08 % соответственно (рис. 8.2). На уровне отдельных стран выделяется Китай, темпы экономического роста которого были особенно высокими в 2004-2006 годах.



Источник: МВФ.

Рис. 8.2. Динамика ВВП (по паритету покупательной способности), %

Развитые страны в целом за весь период с 1990 по 2010 г. демонстрировали сравнительно более низкие темпы экономического роста. Если страны БРИК в среднем с 1990 по 2010 г. имели ежегодный рост ВВП 5,2 %, то в развитых странах он составлял 1,9 % (Евросоюз, Япония). Более высокие темпы роста были у США (2,6 % в год).

Динамика ВВП России с 1990 по 2010 г. отличается от всех рассматриваемых стран особенно высокой волатильностью. Это связано в первую очередь, с глубоким трансформационным спадом в процессе перехода от плановой к рыночной экономике, а также с сильной ориентацией российской экономики на внешний рынок. Так, резкому росту экономики в 2000-2008 гг. способствовали высокие цены на нефть. Высокой зависимостью от мировой конъюнктуры сырьевых рынков можно объяснить и особенно резкое падение российского

ВВП в кризисном 2009 г., когда за вторую половину 2008 г. цена на нефть упала более чем на 60 %¹³⁴.

Динамику мирового экономического развития с 1990 по 2010 г. во многом, определяли кризисные явления в экономике. Наиболее серьезным потрясением мировой экономики в 1990-е гг. оказался азиатский финансовый кризис, который разразился в июле 1997 г. Причинами этого кризиса стал перегрев экономик ряда азиатских стран, так называемых «азиатских тигров» (Республика Корея, Сингапур, Гонконг, Тайвань). Для них было характерно падение курса национальной валюты, фондовых рынков, резкий рост инфляции, увеличение корпоративного долга и банкротства крупных компаний. Эти кризисные явления быстро отразились и на мировой экономике. Особенно болезненным он оказался для России ввиду того, что цена на нефть упала до рекордных 8 долл./баррель.

Так азиатский экономический кризис спровоцировал российский экономический кризис 1998 года. Для России он стал одним из наиболее тяжелых. Кризис стал следствием резкого роста государственного долга, кризиса ликвидности, ошибочной политики государства в области ГКО. Его последствия серьезно повлияли на развитие экономики и в целом страны, было разорено множество компаний и банков. Экономика оказалась в тяжелом положении: было подорвано доверие населения и иностранных инвесторов к государству, национальной валюте. Банковская система оказалась в коллапсе на достаточно длительный период времени (около года).

Другим крупным потрясением мировой экономики стал финансово-экономический кризис 2008-2009 гг., который наиболее сильно проявился во второй половине 2008 г. в виде резкого ухудшения основных экономических показателей в большинстве развитых стран. В отличие от предыдущего азиатского экономического кризиса 1997 г. он отличался глобальностью и серьезным влиянием в первую очередь на развитые страны.

Предшественником его был ипотечный кризис в США, первые признаки которого появились еще в 2006 г. в форме снижения продаж домов и в начале 2007 г. переросли в кризис высокорисковых ипотечных кредитов. Постепенно кризис из ипотечного трансформировался в финансовый и стал затрагивать не только США. Котировки на фондовых рынках резко снизились. Для компаний существенно сократились возможности получения капиталов при размещении ценных бумаг.

К началу 2008 г. кризис приобрел уже глобальный характер и постепенно начал проявляться в реальной экономике (снижение объемов производства, снижение спроса и цен на сырье, рост безработицы).

¹³⁴ Отметим, что важнейшим критерием развитости государства многие специалисты считают не объем ВВП, а качество жизни его населения. Как известно, впервые противовес ВВП как результирующего показателя попытались создать экономисты ООН, разработавшие индекс развития человеческого потенциала еще в конце 80-х гг. прошлого века. С тех пор в мире появилось немало методик оценки качества жизни и качества государственной политики. Но, как ни считай, Россия – не лучшее место для жизни (в различных индексах – в начале второй сотни), причем почти нет никакого движения в сторону улучшения ситуации (Подробнее см.: О. Саруханова, Т. Фроловская, А. Попов. Эволюция амбиций. Нужно ли России очередное удвоение ВВП? РБК, № 7, 2010).

В 2009 г. мировая экономика впервые за послевоенный период сократилась в реальном выражении, хотя развивающиеся страны в целом сохранили положительные темпы роста, а падение в основном объясняется сильным спадом в экономике развитых стран. Все страны без исключения ощутили на себе влияние мировой финансовой и промышленной рецессии. Кризис серьезно отразился и на экспортно-ориентированной российской экономике: падение ВВП в 2009 г. оказалось чрезвычайно резким (-7,9 %).

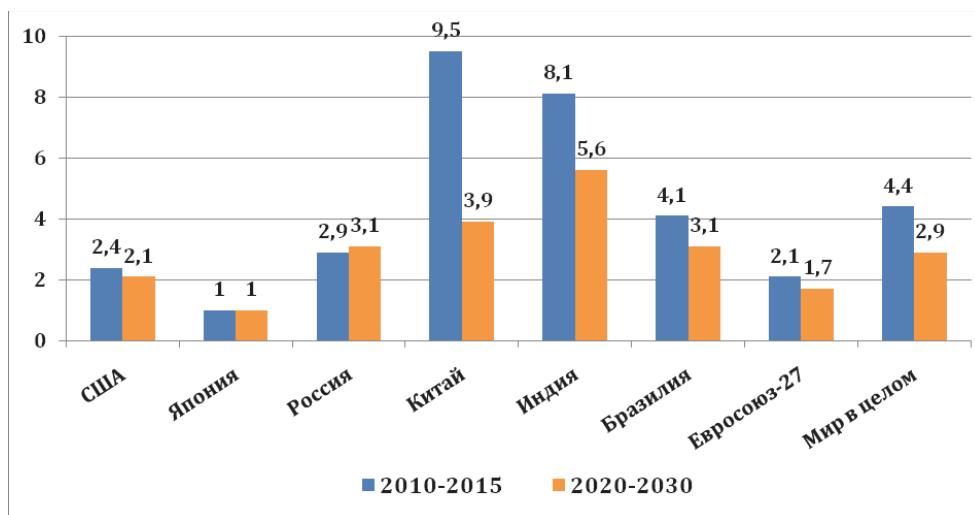
Острая фаза мирового экономического кризиса пришлась на конец 2008 – начало 2009 г. Однако дальнейшие перспективы восстановления и выхода на устойчивый уровень развития вызывают серьезные опасения. Глобальная рецессия перешла в «пологую» стадию оживления, уровень загрузки мощностей и экономической активности в развитых странах остается низким, а безработица – высокой. Финансово-экономический кризис оказал и продолжает оказывать глубинное воздействие на всю структуру мирового хозяйства. Характер этого воздействия носит меняющийся характер на стадии восстановления и выработки компаниями и правительствами своих долгосрочных планов. Поэтому формирование долгосрочных прогнозов и условий в настоящее время отличается особой неопределенностью, так как происходит принятие решений, которые и окажут воздействие на характер, структуру и долгосрочные темпы экономического роста.

Вместе с тем, отметим, что кризисный спад мировой экономики оказался менее глубоким и продолжительным, чем ожидалось. Избежать этого удалось за счет оперативной реализации крупнейшими мировыми экономиками масштабных антикризисных мер в конце 2008 г. – первой половине 2009 года. Эти меры, несомненно, оказали положительный эффект в борьбе с последствиями мирового финансово-экономического кризиса. Но, с другой стороны, они привели к возникновению проблем бюджетного дефицита и роста национального долга в развитых странах. Эта проблема угрожает стабильности мировой экономики и вполне может вызвать вторую волну кризиса – кризиса суверенных долгов¹³⁵.

В целом развитые страны пострадали от кризиса больше. Это произошло ввиду большей «виртуализации» их экономик посредством чрезмерного развития фондовых рынков и различных финансовых инструментов, далеко не всегда имеющих под собой реальные активы. Однако и экономики развивающихся стран в перспективе замедлят свой рост по сравнению с предкризисными годами. При этом разрыв в темпах роста развитых европейских стран, США и развивающихся стран (прежде всего Китая), скорее всего, только увеличится. Это приведет к ускорению изменения мировой системы. В целом, в ближайшей и среднесрочной перспективе ожидается дальнейшая переориентация мирового экономического роста на развивающиеся страны.

¹³⁵ Последние события в ряде стран Европы, особенно в Греции, Испании и Италии, правительства которых не справляются с национальным долговым бременем и все ближе подходят к кризисной черте.

Исходя из вышеизложенного, можно предположить, что ежегодные темпы роста мировой экономики в среднесрочной перспективе (2010-2015 гг.) будут несколько меньше, чем до кризиса (4,4 % против 5,3 %). В долгосрочной перспективе (2020-2030 гг.) ожидается, что темпы роста мировой экономики сократятся в среднем до 2,9 % в год. Это замедление будет происходить на фоне выхода из режима активного индустриального роста в развивающихся странах. Темпы роста развивающихся стран будут все больше приближаться к более низким уровням экономического роста, характерным для развитых стран (рис. 8.3).



Источник: WEO 2010.

Рис. 8.3. Прогнозная динамика реального ВВП (среднегодовое значение) до 2030 г., %

Быстрее всего этот процесс будет происходить в Китае. Если до 2015 г. китайская экономика будет показывать наиболее быстрые темпы роста, то после 2020 г., вероятно, лидерство перейдет к Индии. Из развитых стран наиболее интенсивно будет расти экономика США ввиду более быстрого роста населения и рабочей силы и более скорого решения проблемы государственного долга, чем в европейских странах. После 2020 г. российская экономика, в отличие от Бразилии, Индии и Китая, несколько ускорит свой рост и будет развиваться средними темпами 3,1 %, а в посткризисный период до 2015 г. рост будет порядка 2,9 %.

Таким образом, в перспективе до 2030 г. динамика мирового экономического роста будет определяться, во-первых, процессом индустриализации развивающихся стран и, во-вторых, процессом постиндустриального развития развитых стран. При этом к 2030 г. ожидается наступление кризиса индустриальной фазы в развивающихся странах, что будет сопровождаться

наступлением глубоких кризисных явлений в мировой экономике в целом. Потребуется глубокая структурная перестройка развивающихся экономик.

Перспективы российской экономики в решающей степени зависят от усилий по ее модернизации: в случае успеха Россия может стать одним из глобальных лидеров, а в случае неудачи темпы ее роста будут минимальными среди стран БРИК и постепенно упадут до уровня ниже среднемирового.

Результаты экономического развития России на фоне общемировых показателей прошедшего двадцатилетия разочаровывают.

В конце 1980-х гг. СССР по экономической мощи намного превосходил Китай, Индию и Бразилию вместе взятые (занимал второе место в мире после США), а по уровню развития качественно превосходил их. По структуре и технологическому уровню экономики СССР и Россия как одна из наиболее развитых республик была ближе к развитым странам (хотя и отставала), чем к развивающимся.

К 2010 г. ситуация принципиально изменилась. Количественный провал и качественная просадка экономики в 1990-е гг., не полностью компенсированные в 2000-е гг., на фоне быстрого роста экономик большинства развивающихся стран, привели к тому, что Россия стала фактически «слабым звеном» БРИК.

Лидируя по душевому ВВП за счет нефтегазового сектора, Россия по многим технологическим и структурным показателям уже уступает Бразилии и Китаю, включая производительность труда.

Без существенного ускорения развития и коррекции экономической политики Россия продолжит терять свои позиции в группе лидеров мирового развития (в конце 1990-х гг. – за пределами первой десятки, 2010 г. – 7-8-е место).

Только в сценарии экономической модернизации Россия к 2030 г. может войти в пятерку крупнейших экономик мира, укрепив свои позиции.

8.2. Место России в обеспечении глобальной и региональной энергетической безопасности

Энергетическая безопасность практически для всех стран мира занимает одно из центральных мест в обеспечении национальной безопасности. Россия занимает одно из лидирующих мест в мире по запасам, производству, экспорту и потреблению энергоносителей, играет важную роль в технологическом развитии атомной энергетики, важную роль в транзите энергоносителей в Евразии. Все эти факторы определяют роль России как одного из гарантов как глобальной, так и региональной энергетической безопасности на евразийском пространстве.

8.2.1. Ресурсный потенциал: необходимое, но недостаточное условие для лидерства России

Россия занимает одно из ведущих мест в мире по запасам всех видов ТЭР, что является основной предпосылкой ее высокого значения для мировой энергетики.

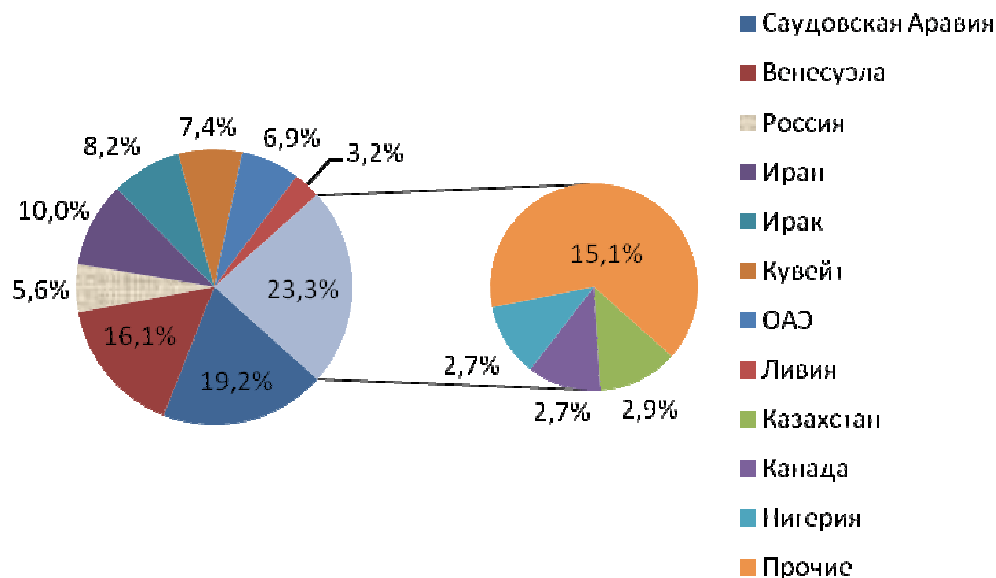
Но в будущем, по мере роста значимости технологических факторов, только природных ресурсов будет уже недостаточно, и потребуются новые факторы развития.

В вопросах энергетической безопасности первоосновой является ресурсная достаточность, определяющая физические возможности обеспечения экономики энергоресурсами. Мировые запасы¹³⁶ основных видов ТЭР размещены крайне неравномерно, что, безусловно, влияет на геополитическую ситуацию в мире, стимулирует развитие международной торговли ТЭР и определяет стратегии энергетического развития ключевых игроков на энергетической карте мира.

С 1990 по 2010 г. наблюдался стабильный рост **мировых доказанных запасов нефти**. Мировые доказанные запасы нефти на конец 2010 г. составили, по данным ВР, 188,8 млрд т или на 0,48 % больше, чем в 2009 году. По методологии ОПЕК, мировые запасы достигают 200,1 млрд т, причем при очень существенном росте к 2009 г. (+9,8 %). На Россию, по данным ВР, приходится 5,6 % мировых запасов нефти (рис. 8.4). Оценка ОПЕК выше и составляет 10,83 млрд т, однако, при нулевом приросте к 2009 году. Согласно этим классификациям, по доказанным запасам нефти Россия с большим отрывом уступает Саудовской Аравии, Венесуэле, Ирану, Ираку, Кувейту и ОАЭ. В свою очередь, следующая за Россией Ливия отстает от нее на 59,9 %. Россия, таким образом, является абсолютным лидером по доказанным запасам нефти среди стран, не входящих в ОПЕК. Ее доля среди них составляет 41,0 %.

По сравнению с 2000 г. доля России в мировых запасах практически не изменилась, увеличившись с 5,3 % до 5,6 %. Следует отметить, что свыше 48 % мирового прироста запасов в 2000-е гг. пришлось на Венесуэлу. Остальной прирост обеспечили в основном Иран (13,5 % от общего прироста), Россия (6,6 %), Казахстан (5,3 %), Канада (5,0 %), Ливия (3,7 %), Катар (3,2 %), Нигерия (2,9 %) и Судан (2,2 %). Таким образом, Россия занимает третье место в мире по вкладу в суммарный прирост доказанных запасов нефти.

¹³⁶ Следует отметить, что оценки доказанных мировых запасов ТЭР представляют собой не только узкоотраслевую, но еще и политическую проблему. Данные о величине этих запасов, об их возможной динамике в будущем оказывают непосредственное влияние на определение государственной политики в сфере использования собственных запасов ТЭР, развития торговли энергоресурсами, развития новых источников энергии. Также они оказывают влияние на геополитическую обстановку в мире, взаимоотношения между странами-экспортерами и импортерами ТЭР.



Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

Рис. 8.4. Распределение доказанных запасов нефти по странам в 2010 г.

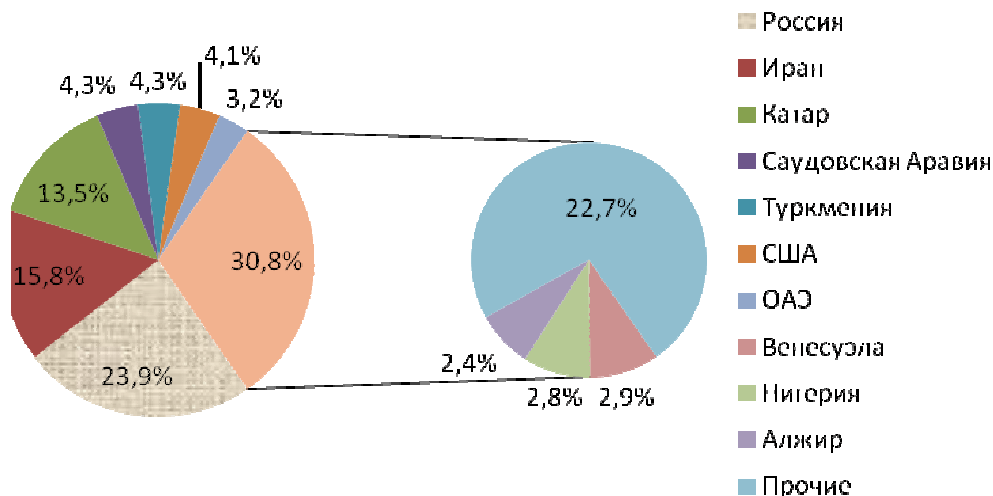
Около 2/3 мировых доказанных запасов нефти приходится на страны Ближнего и Среднего Востока, причем эти запасы отличаются высоким качеством, хорошими геологическими условиями добычи, хорошей транспортной доступностью, а как следствие – низкими издержками.

В Саудовской Аравии, ОАЭ и Кувейте доказанные запасы нефти с 1990 г., согласно официальной статистике, оставались постоянными (прежде всего по причинам политического характера). В этих же странах в 1987-1990 гг. произошел скачкообразный рост отражаемых в статистике доказанных запасов нефти. В действительности указанные данные не отражают реальное положение дел в силу закрытости геологической информации в этих странах. По мнению некоторых экспертов, фактические запасы в этих странах существенно ниже официальных.

Доминирование Ближнего и Среднего Востока в доказанных запасах означает неизбежный рост его доли в добыче нефти в среднесрочной перспективе до сопоставимой его доле в запасах и нарастание зависимости развитых стран и Китая от импорта нефти. Так, по прогнозу МЭА, доля ОПЕК в мировой добыче нефти должна вырасти до 53 % в 2030 г. (за счет стран Ближнего и Среднего Востока) и достичь максимальных значений за всю историю мировой нефтяной промышленности.

Мировые доказанные запасы природного газа выработаны на 11 %, а изучены лишь на 45 %, поэтому ситуация с обеспеченностью запасами более благоприятная, чем с нефтью. Мировые доказанные запасы природного газа в 1990-2010 гг. выросли на 49,6 % до 187,1 трлн куб. м, из них 44,8 млрд куб. м,

по данным ВР, приходится на Россию¹³⁷. По этому показателю Россия традиционно занимает 1-е место в мире, существенно превосходя следующие за ней Иран и Катар (рис. 8.5.).



Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

Рис. 8.5. Распределение мировых доказанных запасов природного газа по странам, 2010 г.

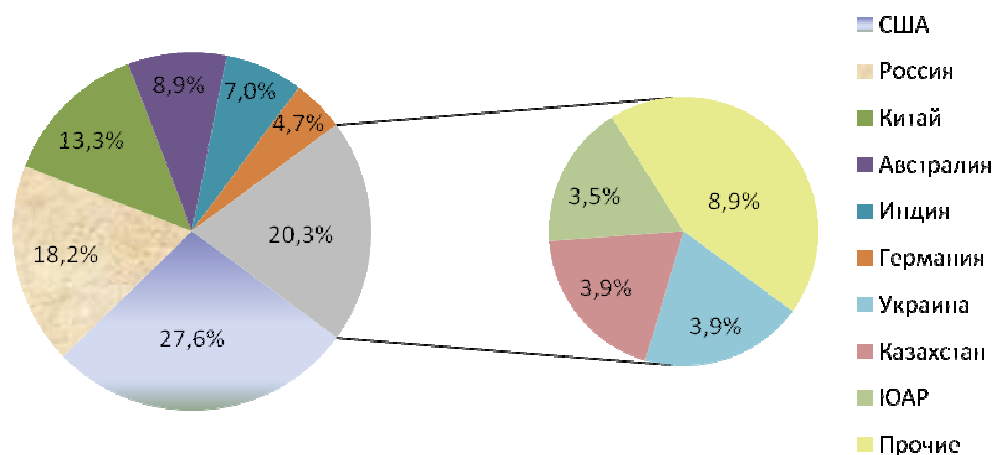
С 2000 по 2010 г. запасы природного газа в России, по данным ВР, выросли на 5,9 %, при этом доля России в структуре мировых запасов снизилась с 27,4 % до 23,9 %, что было обусловлено значительно более высокими, чем в России, среднемировыми темпами прироста запасов, которые составили 21,2 %. Наибольший вклад в рост мировых запасов газа за этот период внесли Катар, Туркменистан и Иран. Доля первых десяти стран-лидеров по запасам газа росла на протяжении 2000-х гг. и составила в 2010 г. 57 %. В перспективе по мере формирования глобального рынка природного газа и преодоления региональной изоляции будет расти роль Ближнего и Среднего Востока как лидера по объемам запасов, которые в настоящее время сравнительно слабо используются. Зависимость развитых стран и Восточной Азии от импорта будет расти.

Мировые доказанные запасы угля к концу 2010 г. достигли, по данным ВР, 860,94 млрд т, из них 157,01 млрд приходилось на Россию¹³⁸. Несмотря на значительный прирост мировых запасов по отношению к 2009 г. (+4,2 %), уровень российских запасов уже не первый год остается стабильным, в связи с

¹³⁷ По российским официальным данным – 67,9 трлн м³ (48,1 трлн м³ по категории A+B+C₁ и 19,8 трлн м³ – предварительно оцененные запасы).

¹³⁸ По российским официальным данным – 272,5 млрд т (193,2 млрд т по категории A+B+C₁ и 79,3 млрд т – предварительно оцененные запасы).

чем доля России упала за последний год с 19,0 % до 18,2 % (рис. 8.6.). Вместе с тем, по данному показателю страна занимает второе место в мире, уступая только США. Основной прирост мировых запасов угля был обеспечен в 2000-2010 гг. за счет резкой переоценки запасов Германии (в 6 раз) и умеренного роста запасов в Казахстане (+7,3 %), Индии (+3,4 %), а также их быстрого роста в Индонезии (+27,7 %).



Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

Рис. 8.6. Распределение мировых запасов угля по странам в 2010 г.

Обеспеченность мировой добычи угля доказанными запасами является самой высокой среди ископаемых энергоносителей и составила в 2010 г. 118,4 года. Обеспеченность запасами России, по тем же данным, составляет более 495 лет, США – 241 год, Китая – 35,3 года. География запасов угля в наибольшей степени, по сравнению с запасами нефти и газа, соответствует географии мирового потребления ТЭР, что обуславливает сравнительно ограниченную роль мировой торговли углем.

Мировые извлекаемые запасы урана на 01.01.2010 г., согласно данным МАГАТЭ, по стоимостной категории до 130 долл./кг составляют 5469 тыс. т (рис. 8.7) и отличаются высокой степенью концентрации. В 2010 г. 50 % мировых запасов пришлось на три страны: Австралия, Казахстан и Россию (доля России – 10 %). Кроме того, российские компании контролируют ряд месторождений в Казахстане, Намибии и других странах.

Среди регионов с максимальным уровнем развития атомной энергетики только Северная Америка входит в число лидеров по запасам урана, в то время как в Европе, России и Восточной Азии запасы сравнительно ограничены, а в большинстве регионов – лидеров по запасам потребление урана крайне

незначительно или отсутствует. Поэтому в перспективе мировая атомная энергетика будет все больше зависеть от трансграничных поставок урана, и вопрос контроля над месторождениями приобретет большую остроту.



Источник: World Nuclear Association.

Рис. 8.7. Извлекаемые запасы урана по странам мира на начало 2010 г., тыс. т

Отметим, что на сегодняшний день проблема оценки прогнозных запасов ТЭР приобрела особую актуальность. Характерные для последнего десятилетия сравнительно низкие темпы открытия новых запасов ископаемого топлива, с одной стороны, и быстрые темпы роста потребления – с другой, вызвали опасения по поводу исчерпания запасов природных углеводородов в будущем.

Между тем, исчерпание запасов нефти и газа мировой энергетике в обозримой перспективе не угрожает.

Во-первых, до настоящего времени весьма значительные территории в мире очень слабо изучены в геологическом отношении, поэтому открытие новых запасов природных углеводородов неизбежно.

Во-вторых, технологический прогресс в сочетании с экономическим механизмом роста цен делает возможным извлечение тех запасов на старых месторождениях, которые ранее не могли быть использованы. Это делает возможным эксплуатацию месторождений в экстремальных условиях (арктический шельф, возможно Антарктика, сложные геологические условия), включая особые виды ресурсов, которые ранее не разрабатывались вообще (битуминозные

пески, сверхтяжелая нефть, газогидраты, сланцевый газ, угольный метан, матричная нефть и т.д.).

Значение России как ресурсной кладовой для мировой энергетики трудно переоценить. Россия занимает первое место среди стран, не входящих в ОПЕК, по запасам нефти, первое место в мире по запасам газа, второе место в мире по запасам угля и третье место – по запасам урана.

Однако сам факт обладания ресурсами еще не означает их эффективного и разумного использования. Недостаточно владеть ресурсными кладовыми, гораздо важнее создать условия, чтобы ресурсный потенциал страны работал на развитие и модернизацию ее экономики и энергетики, обеспечивая переход на инновационный путь развития страны.

8.2.2. Роль России в мировом производстве энергоносителей: сырьевая страна или ядро мировой энерготранспортной системы

Россия занимает одно из лидирующих мест в мире по производству всех первичных источников энергии, но потенциал дальнейшего наращивания добычи ограничен и требует очень больших инвестиций.

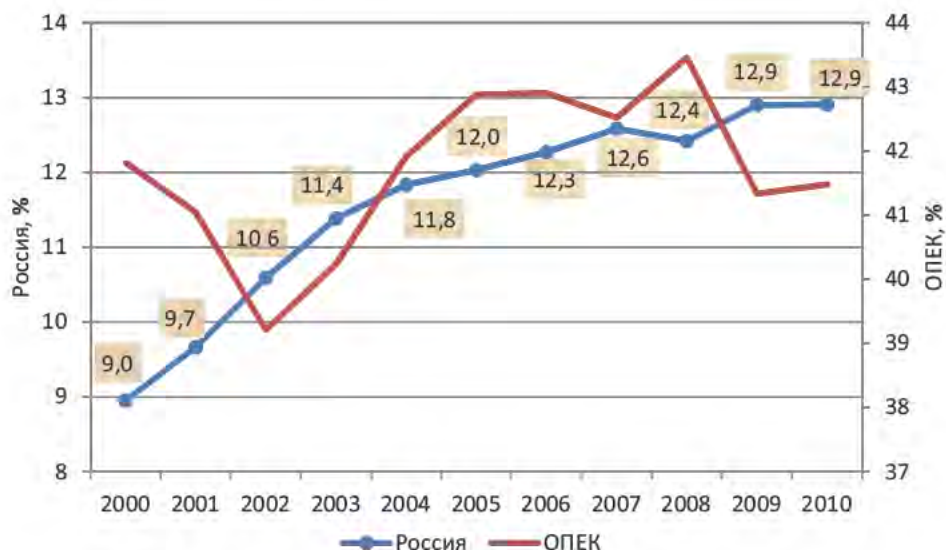
В будущем Россия должна будет опираться не столько на количественные, сколько на качественные параметры развития топливно-энергетического комплекса, чтобы сохранить за собой одно из ключевых мест в мировой энергетической системе.

Мировая добыча нефти в 1990-2010 гг. стабильно возрастала, за исключением 2009 года. В 1990-1995 гг. медленный рост добычи был связан со спадом добычи в России, а в 2005-2008 гг. – в Саудовской Аравии.

По добыче нефти (505,1 млн т) Россия в 2010 г. заняла первое место в мире, обогнав Саудовскую Аравию с разрывом в 7,38 %. Сохранение этого разрыва, возникшего еще в 2009 г., было обусловлено более высокими темпами прироста добычи в России, чем в Саудовской Аравии (2,2 % против 0,7 %). При этом добыча в России, хотя и находится на пиковом с 1991 г. уровне, меньше докризисного уровня добычи в Саудовской Аравии (526,8 млрд т в 2005 г.). В связи с этим двухлетнее лидерство России в добыче (рис. 8.8.) представляет собой временное явление и будет преодолено при увеличении квоты добычи в Саудовской Аравии, свободные мощности которой достигают по состоянию на июль 2011 г. 137 млн т/год, или 26,8 % от уровня собственной добычи 2010 года.

С 2000 по 2010 г. добыча нефти в России выросла на 56,2 %, что является рекордным значением для крупных добывающих стран (рис. 8.9). Мировая добыча увеличилась за тот же период лишь на 8,3 %. При этом Россия

обеспечила 60,2 % этого роста, тогда как ОПЕК – только 37,4 %. В результате доля России в мировой добыче выросла за этот период с 8,9 до 12,9 %.

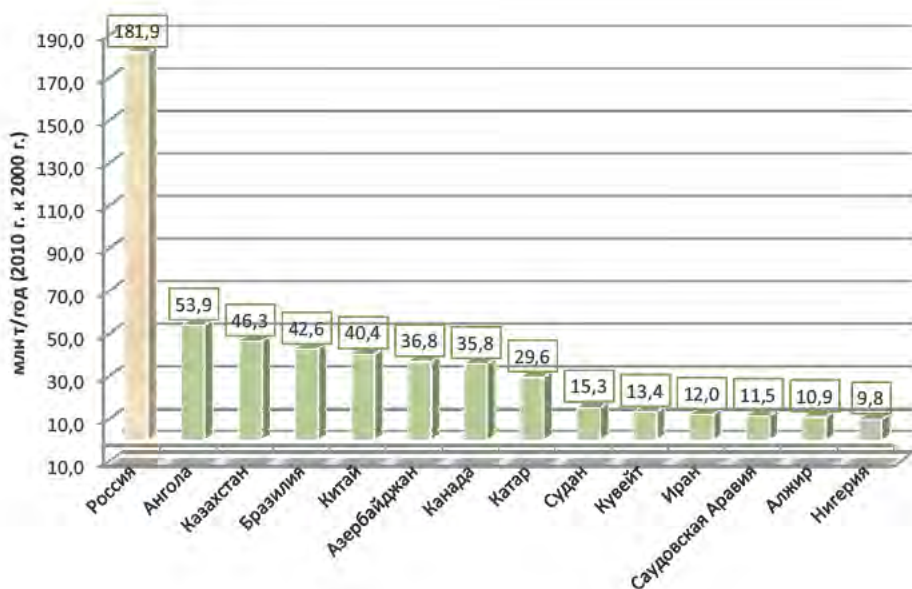


Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

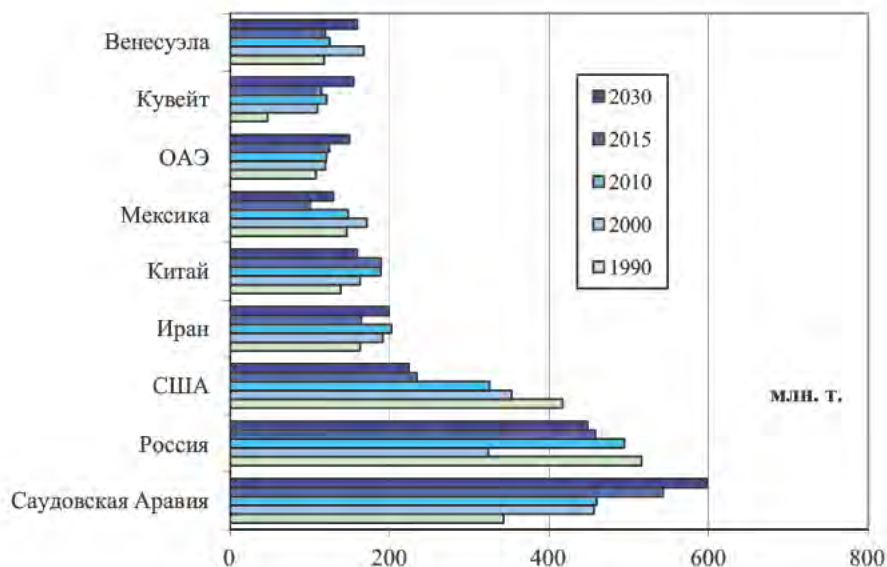
Рис. 8.8. Динамика изменения доли России и ОПЕК в добыче нефти в 2000-2010 гг.

Однако следует отметить, что 3/4 прироста российской нефтедобычи пришлось на 2001-2004 гг., после чего его темпы существенно снизились. Кроме того, такой быстрый рост нефтедобычи вызывает настороженность в связи со сравнительно низким показателем обеспеченности добычи доказанными запасами, который, по данным ВР, составил в 2010 г. в России только 20,9 года при среднемировом значении 48,2 года.

Ожидается, что к 2030 г. мировая добыча нефти вырастет более чем в 1,3 раза и превысит 5 млрд т (рис. 8.10). Рост добычи произойдет в основном за счет стран-членов ОПЕК. С 1990 г. их доля в общемировой добыче возросла с 36,5 до 41,2 %. К 2030 г., по оценкам МЭА, она составит 52 %. В абсолютных значениях к 2030 г. она вырастет на 70 % и составит почти 2,7 млрд тонн. К 2030 г. почти на треть может сократиться добыча нефти в США на освоенных ранее месторождениях, однако в последнее время намечается освоение новых месторождений в Оклахоме и на шельфе. Менее существенно она упадет в России и Китае. Таким образом, концентрация мировой добычи нефти в странах ОПЕК и на Ближнем и Среднем Востоке возрастет, что приведет к росту геополитических рисков в нефтяной отрасли.



Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011.
 Рис. 8.9. Страны с наибольшим объемом прироста добычи нефти в 2010 г. к уровню 2000 г.

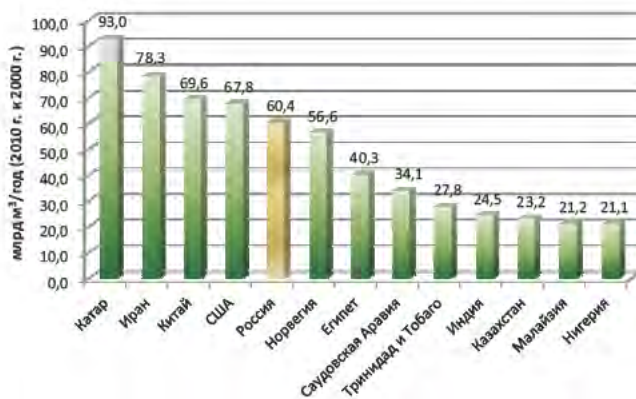


Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011, WEO 2010.
 Рис. 8.10. Динамика добычи нефти крупнейшими странами мира, 1990-2030 гг.

Мировая добыча природного газа с 1990 г. постоянно росла и в период с 2000 по 2010 г. увеличилась на 32,3 %. Основной прирост мирового производства пришелся на Катар, Иран, Китай, США, Россию, Норвегию, Египет, Саудовскую Аравию, Тринидад и Тобаго, Индию, Казахстан, Малайзию и Нигерию (рис. 8.11).

По товарной добыче природного газа (588,9 млрд куб. м, по данным ВР)¹³⁹ в 2010 г. Россия вновь, как и годом ранее, уступила первое место США, однако разрыв между ними существенно сократился: если в 2009 г. он составлял 10,4 %, то в 2010 г. – только 3,75 %, или 22,1 млрд куб. м (рис. 8.12).

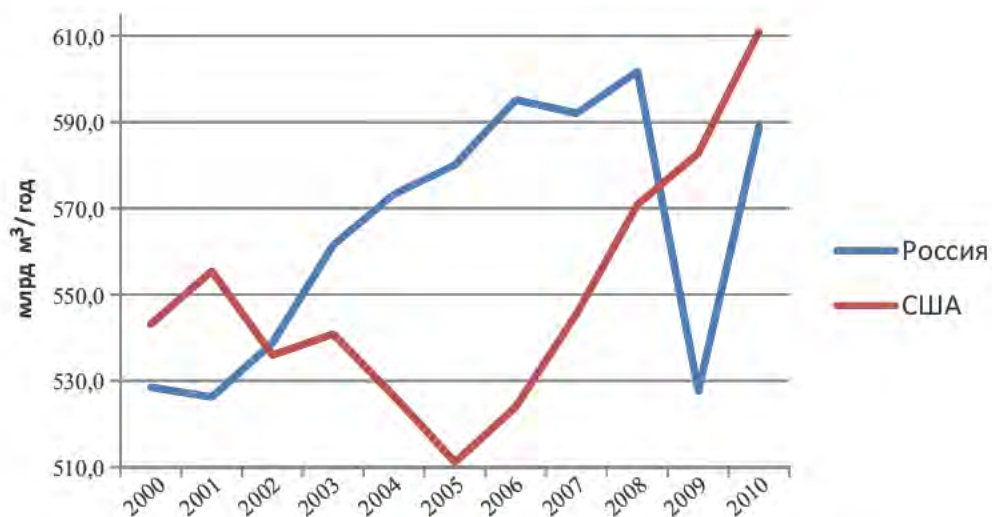
Доля Россия в мировой добыче также выросла: с 17,7 до 18,4 %, однако остается заметно меньше уровня десятилетней давности (в 2000 г. – 21,9 %). Динамика изменения товарной добычи природного газа в России за последние 10 лет в целом совпадала с динамикой общемировой добычи, однако ее отличают более низкие темпы прироста производства в докризисный период и нехарактерно глубокий провал на пике экономического кризиса 2009 года. Однако и темп восстановления добычи в 2010 г. также оказался более резким, чем в мире в целом. Обеспеченность товарной добычи доказанными запасами природного газа в России (76,1 года) превышает среднемировой уровень (58,6 года), но существенно отстает от стран Ближнего и Среднего Востока (100 лет и более), намного опережая Китай (28,9 года), США, Канаду (по 10–12 лет) и другие страны. Следует отметить, что общемировая обеспеченность доказанными запасами имеет тенденцию к росту (в 2000 г. она составляла 52 года).



Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

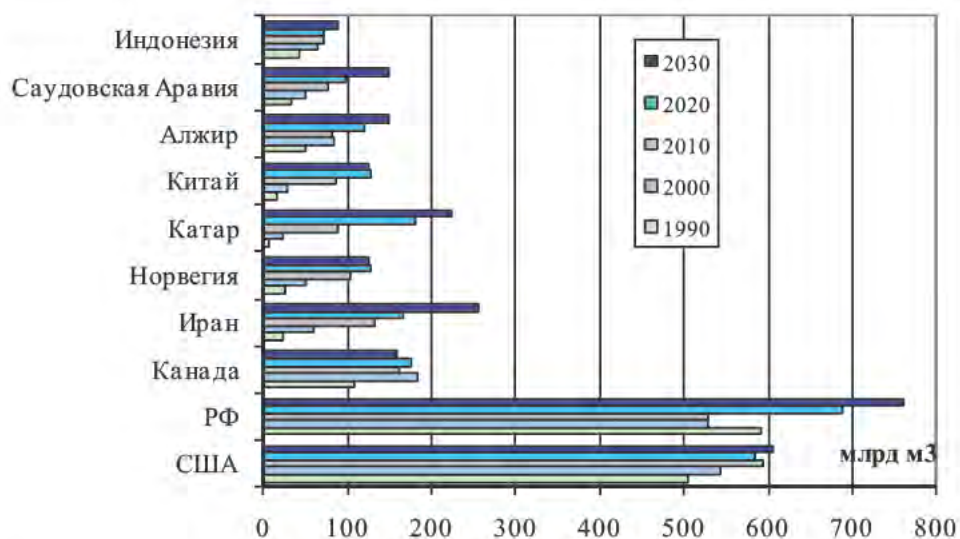
Рис. 8.11. Страны с наибольшим объемом прироста добычи природного газа в 2010 г. к уровню 2000 г.

¹³⁹ В России вместо товарной добычи чаще используется показатель полной (валовой) добычи, которая, по данным ЦДУ ТЭК, составила в 2010 г. 650,8 млрд м³. Товарная добыча не включает в себя газ, используемый для поддержки пластового давления на месторождениях, а также для других технологических нужд. Весь объем газа, входящий в товарную добычу, может быть поставлен потребителю.



Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

Рис. 8.12. Динамика товарной добычи природного газа в России и США в 2000-2010 гг.

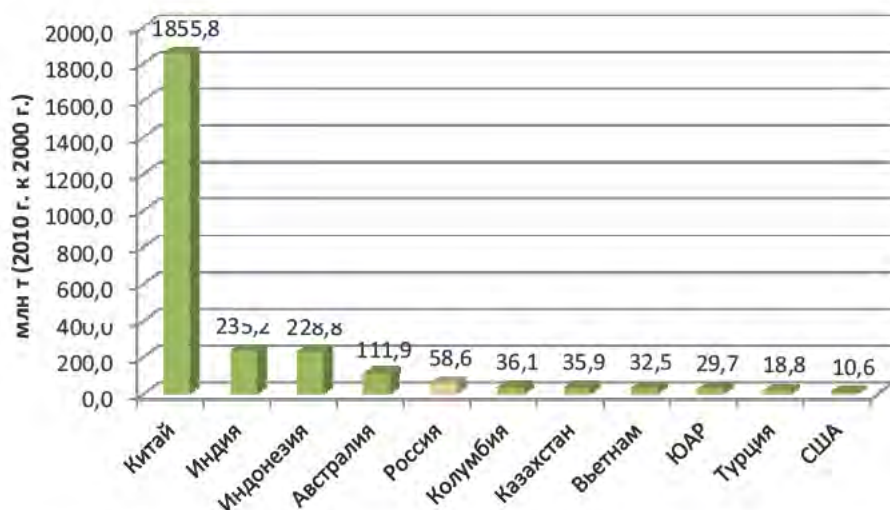


Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011, WEO 2010.

Рис. 8.13. Динамика добычи газа крупнейшими странами, 1990-2030 гг.

Эффективность добычи природного газа в различных регионах существенно различается, что свидетельствует о разрыве в уровнях используемых технологий. В Западной Европе коэффициент утилизации (отношение товарной добычи к валовой) составляет 89 %, в Северной Америке – 80 %, в Латинской Америке – 66 %, в Африке – 38 %. Согласно прогнозу к 2030 г. ожидается падение доля первой десятки стран в мировой добыче газа с текущих 64 до 61 % к 2030 году. Однако добыча в странах Персидского залива, Алжире, России будет расти. В Норвегии и Китае добыча вырастет к 2020 г., но затем стабилизируется и начнет постепенно снижаться (рис. 8.13).

Мировая добыча угля с 1990 г. постоянно росла и в период с 2000 по 2010 г. увеличилась на 55,0 %, достигнув исторического максимума в 7,27 млрд тонн. По добыче угля Россия занимает 6-е место в мире, вновь, как и в 2009 г., уступив 5-е место Индонезии, но пока обгоняя ЮАР. На первых местах по добыче угля остаются традиционные лидеры: Китай (48,3 % мировой добычи), США (14,8 %), Австралия (6,3 %) и Индия (5,8 %).

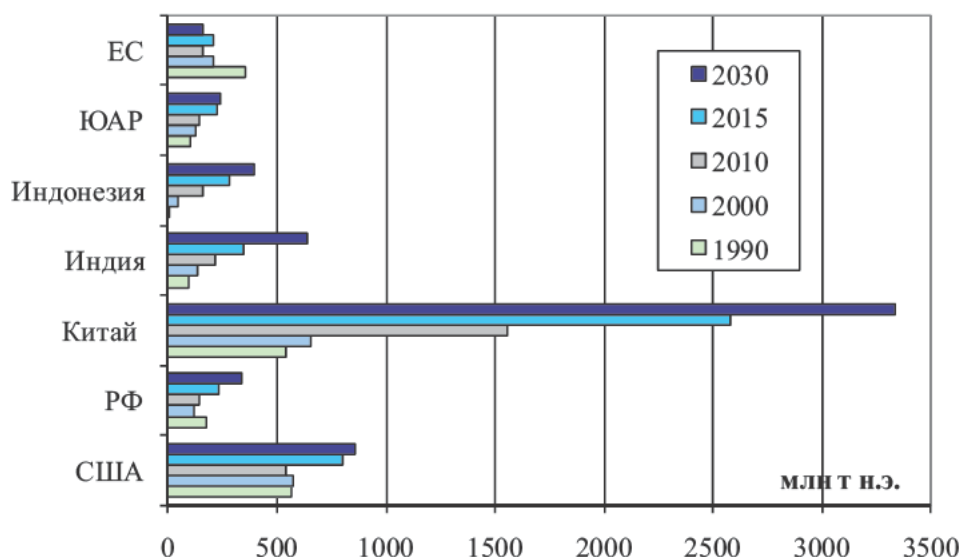


Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

Рис. 8.14. Страны с наибольшим объемом прироста добычи угля в 2010 г. к уровню 2000 г.

С 2000 по 2010 г. объемы добычи угля в России возросли на 22,7 %. При этом, как и в случае с нефтью и природным газом, почти весь мировой прирост был обеспечен развивающимися странами, прежде всего Китаем, Индией и Индонезией. Так, один только Китай обеспечил 71,2 % мирового прироста добычи угля в рассматриваемый период. Доля России в мировой добыче угля

за этот же период опустилась с 5,5 до 4,0 %. Вклад России в мировой прирост добычи угля составил всего 2,3 % (рис. 8.14). Согласно прогнозам дальнейший рост мировой добычи угля ожидается за счет развития добычи в Китае, который в перспективе обеспечит почти 50 % мирового роста. Быстрое развитие угольная промышленность также получит в Индии и Индонезии (рис. 8.15).



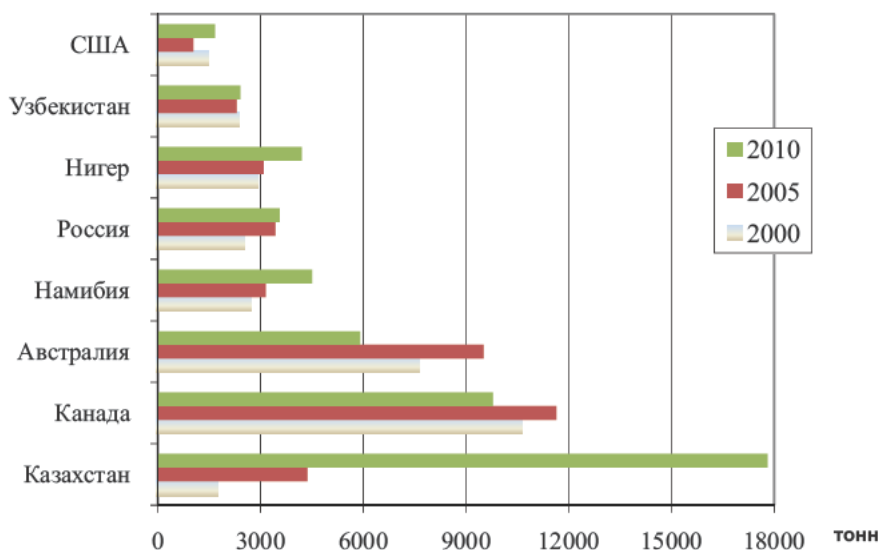
Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011, WEO 2010.

Рис. 8.15. Динамика добычи угля крупнейшими странами мира, 1990-2030 гг.

Мировая добыча урана в 2010 г. составила 50,6 тыс. т (рис. 8.16) и покрывала потребности мирового реакторного парка только на 76 % (до 2008 г. – менее чем на 70 %) ¹⁴⁰. По объему добычи урана ОАО «Атомредметзолото» в 2009 г. заняло пятое место в мире с показателем 4624 т, в том числе в России – 3400 тонн.

Дефицит добываемого урана в мире для обеспечения потребностей АЭС покрывается за счет преобразования высокообогащенного урана (ВОУ), извлекаемого из российских и американских ядерных боеголовок, снимаемых с вооружения, в низкообогащенный уран (НОУ), используемый в качестве свежего ядерного топлива для АЭС в рамках российско-американского соглашения ВОУ – НОУ. Договор действует с 1995 по 2013 год. Россия с 2011 г. сможет поставлять часть топлива на свободный рынок, а не в рамках менее выгодных поставок по ВОУ – НОУ.

¹⁴⁰ Объем мирового потребления урана на АЭС оценивается в 65,5 тыс. т в год.



Источник: World Nuclear Assotiation.

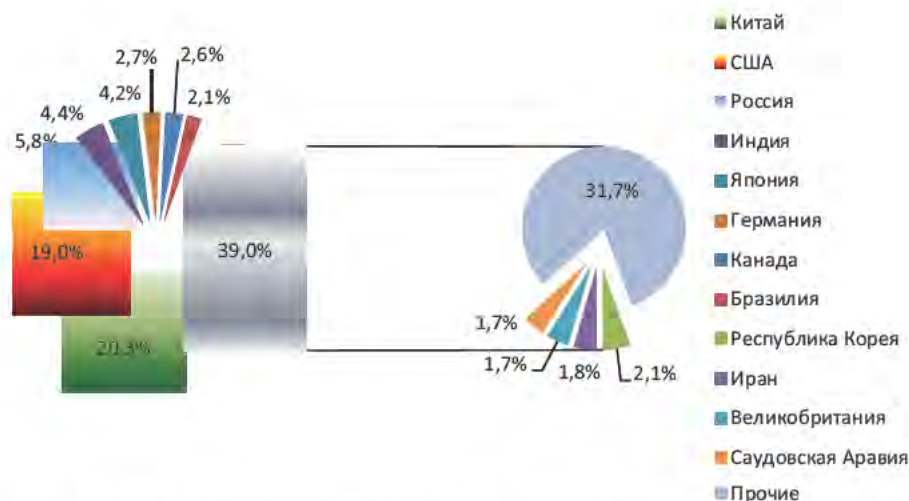
Рис. 8.16. Добыча урана по странам мира в 2000-2010 гг.

Россия занимает первое место в мире по добыче нефти и газа, что соответствует его огромному ресурсному потенциалу. Вместе с тем Россия не должна ограничиваться ролью сырьевого придатка мировой экономики. Необходима более тесная интеграция России как в мировую энергетическую, так и в мировую экономическую систему. За счет развитой энерготранспортной инфраструктуры Россия вполне может стать энергетическим мостом между Европой и Азией, а инновационные разработки в сфере российской атомной энергетики могут способствовать продуктивному и взаимовыгодному трансферу энергетических технологий и, как следствие, модернизации российского ТЭК.

8.2.3. Место России в потреблении конечной энергии

В связи со спадом и структурной перестройкой экономики внутреннее потребление в России в 1990-е гг. резко упало и, несмотря на рост в 2000-е гг., не достигло уровня 1990 г. ТЭК России переориентировался с внутреннего потребления на экспорт. В перспективе доля России в мировом потреблении энергии не будет сильно меняться.

В 2010 г. мировое потребление первичной энергии не только преодолело падение кризисного 2009 г., но и достигло нового исторического максимума, превысив 17 млрд т у.т. Рост к 2009 г. составил 5,6 %, к 2008 г. – 4,0 %. По сравнению с 2000 г. оно увеличилось уже на 27,9 %. Рост спроса был характерен для всех регионов мира, но главная тенденция последних лет – поступательное смещение доли энергопотребления в пользу экономически развивающихся стран – сохранилась: если в развитых странах средний прирост энергопотребления в 2010 г. составил 3,5 %, то в развивающихся – 7,5 %. При этом потребление в развитых странах так и не вышло на докризисный уровень. В результате если в 2000-2010 гг. суммарный прирост энергопотребления в развитых странах составил всего 2,4 %, то в развивающихся был в 26 раз больше – 63,0 %. Доля развивающихся стран в мировом энергопотреблении за этот период увеличилась с 42,1 до 53,6 %.



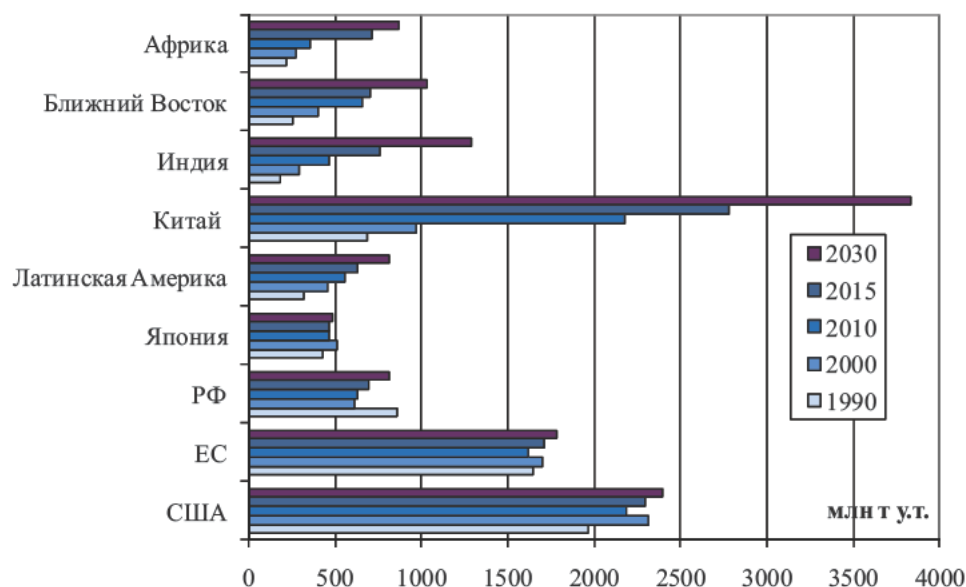
Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

Рис. 8.17. Структура мирового энергопотребления по странам в 2010 гг.

На страновом уровне безусловными лидерами мирового энергопотребления остаются Китай и США (рис. 8.17). При этом в 2010 г. Китай впервые обошел США по объему энергопотребления, став лидером по этому показателю, по всей видимости, не менее чем на 15-20 ближайших лет. Таким образом, на Китай пришлось 20,3 % мирового потребления первичной энергии (в 2000 г. – 11,0 %), на США – 19,0 % (в 2000 г. – 24,7 %). На третьем месте почти с четырехкратным разрывом находится Россия (5,8 %), на четвертом и пятом – Индия (4,4 %) и Япония (4,2 %).

Прогнозы Международного энергетического агентства предполагают существенно меньший рост потребления ТЭР в России, чем ЭС-2030. Основная часть роста потребления ТЭР в 2010-2030 гг. будет обеспечена развивающимися странами. 39 % прироста потребления придется на Китай и 15 % – на Индию. Почти вдвое может увеличиться потребление энергоресурсов на Ближнем Востоке и в Китае, в 2,5 раза – в Индии. Ожидаемый к 2030 г. прирост потребления в России (до 30 %) уступает развивающимся странам, но существенно превосходит развитые страны (10 % и менее). Таким образом, Россия занимает промежуточное положение между ними (рис. 8.18).

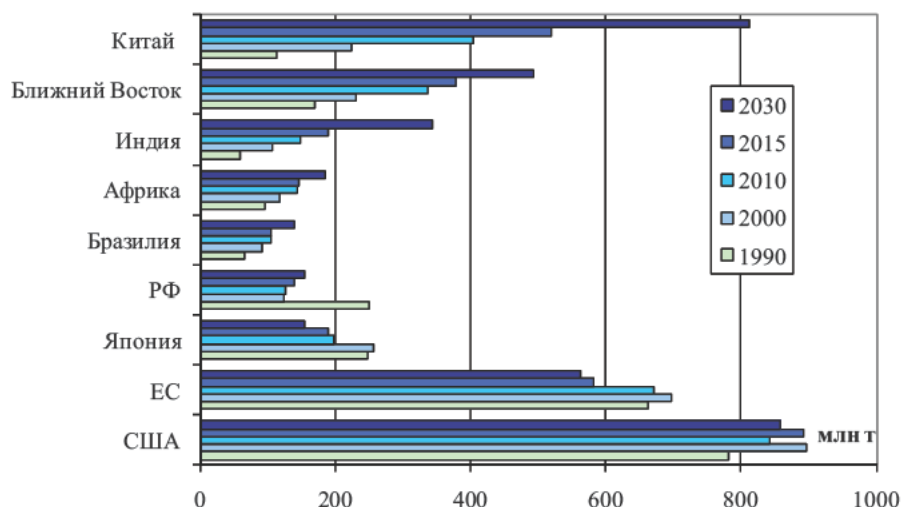
Мировое потребление нефти на протяжении 1990-2008 гг. постоянно росло. В 2009 г. оно несколько снизилось под воздействием финансового кризиса, однако уже в 2010 г. рост потребления восстановился. По объемам потребления нефти в 2010 г. (147,6 млн т, по данным ВР) Россия сохраняет 5-е место в мире, уступая только США, Китаю, Японии и Индии. С большим отрывом от России следуют Саудовская Аравия, Бразилия и Германия. На протяжении 2000-х гг. доля России в мировом потреблении оставалась стабильной и на сегодняшний день составляет 3,7 %. Прирост потребления за этот период составил в России 13,8 % при среднем мировом уровне 12,8 %.



Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011, WEO 2010.

Рис. 8.18. Динамика потребления энергетических ресурсов в крупнейших странах и регионах мира, 1990-2030 гг.

В перспективе ожидается ускорение мирового роста потребления нефти (если за 1990-2010 г. оно возросло на 1/4, то к 2030 г. ожидается рост на 1/3), главным образом из-за роста потребления в развивающихся странах в связи с массовой автомобилизацией и ускорением экономического роста. В развитых странах спад потребления нефти, начавшийся еще в 2005 г., продолжится и в период 2010-2030 г. (в США, возможно, будет наблюдаться стагнация), однако станет происходить весьма медленно. В России после преодоления кризиса, напротив, ожидается рост потребления черного золота (к 2030 г. – на 20 %). В результате, к 2030 г. в структуре мирового потребления нефти будут доминировать развивающиеся страны, главным образом, Китай и Индия, а доля США и ЕС снизится до 1/3 (рис. 8.19).



Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011, WEO 2010.

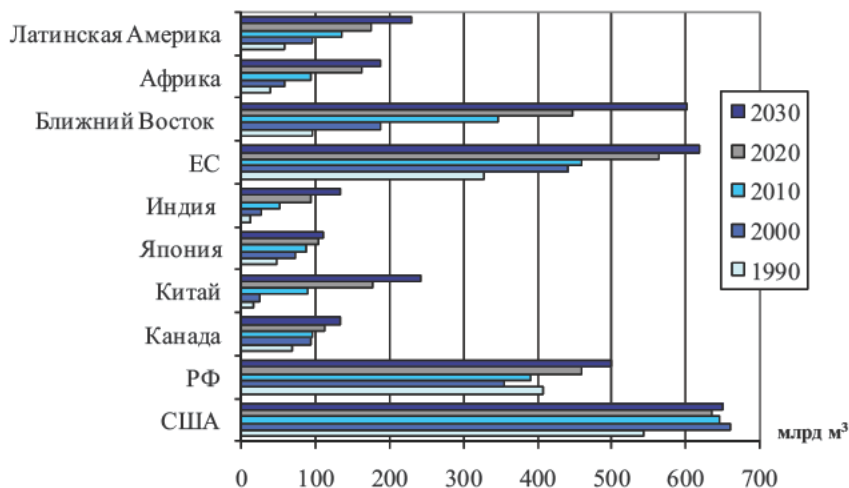
Рис. 8.19. Динамика потребления нефти в крупнейших странах и регионах мира, 1990-2030 гг.

Лидерами в обеспечении роста мирового потребления природного газа в 2000-2010 гг. были Китай, Иран и Саудовская Аравия, что во многом связано с низким исходным уровнем потребления голубого топлива в этих странах. Из крупнейших стран – потребителей природного газа в ЕС наибольший рост за 1990-2010 гг. произошел в Великобритании (в 1,7 раза) и Италии (в 1,6 раза). Однако максимальные показатели были достигнуты в 2000 и 2005 гг. соответственно, затем потребление несколько снизилось.

По объемам внутреннего потребления газа в 2010 г.¹⁴¹ Россия традиционно занимает 2-е место в мире, существенно уступая США, потребление которых на 65 % выше. На долю России приходится 13,0 % мирового потребления газа, причем эта доля имеет тенденцию к сокращению (в 2000 г. – 14,7 %).

С 2000 по 2010 г. коммерческое потребление природного газа в России увеличилось на 17,0 % против общемирового прироста на 31,4 %, однако столь существенная разница отражает в основном очень высокую накопленную базу потребления в России. Характерно в этой связи, что в развитых странах, где насыщенность газового рынка также высока, за этот период прирост составил лишь 8,0 %, т.е. более чем в два раза ниже российского. Прирост в развивающихся странах, напротив, превысил 51,8 %. Таким образом, в обозримой перспективе доля России в мировом потреблении природного газа продолжит сокращаться под воздействием переноса центра мирового спроса в развивающиеся страны.

Согласно прогнозу МЭА ожидается дальнейший рост мирового потребления природного газа. К 2030 г. оно может увеличиться в 1,5 раза по сравнению с уровнем 2010 года. Прогнозируемый рост будет обеспечен в основном за счет роста потребления на Ближнем Востоке (18,7 %) и в Китае (11,2 %), однако существенную долю внесут и страны ЕС (11,6 % мирового роста). Потребление газа в России в 2030 г. также будет расти и составит 8 % от мирового прироста потребления голубого топлива (рис. 8.20).



Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011, WEO 2010.

Рис. 8.20. Динамика потребления газа в крупнейших странах и регионах мира, 1990–2030 гг.

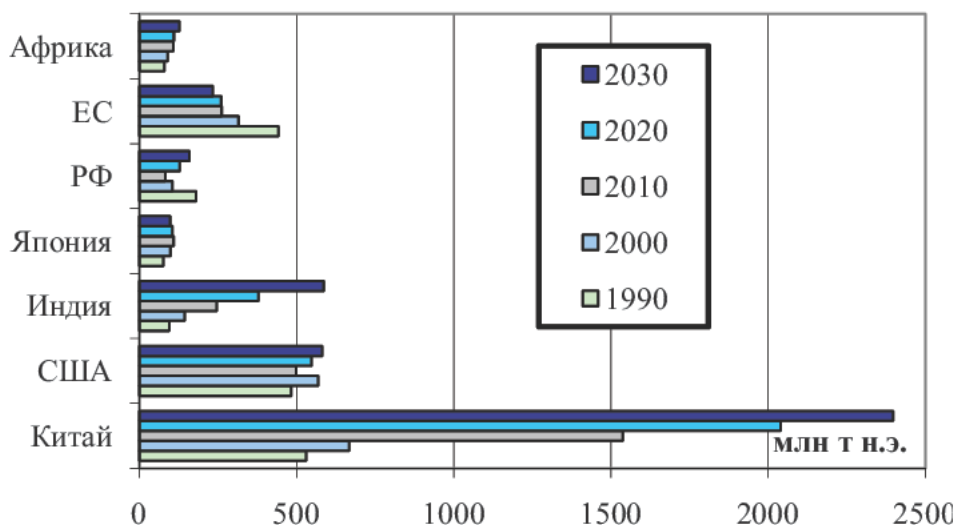
¹⁴¹ По данным ВР, объем потребления природного газа в России в 2010 г. составил 414,1 млрд куб м. Согласно официальной российской статистике, учитывающей потребление газа для нужд газотранспортной системы, объем потребления природного газа в России в 2010 г. составил 457,63 млрд куб. м.

Наибольшее количество природного газа в мире потребляется в электроэнергетическом и коммунально-бытовом секторах – 77 %, промышленности (химия, металлургия и др.) – 10 %, в качестве моторного топлива – 2 %. В перспективе высокая доля электроэнергетики и коммунально-бытового сектора сохранится на уровне 77-78 %, использование в промышленности возрастет до 11-12 %, а в качестве моторного топлива – до 3 %.

Весь прирост **мирового потребления угля** с 2000 по 2010 гг. – 130,4 % – пришелся на Китай, потребление угля в котором за 10 лет выросло более чем в 2,5 раза, перекрыв снижение потребления в США, России и Германии. Существенный рост потребления угля был также зафиксирован в Индии, Республике Корея и Японии.

По объемам потребления угля в 2010 г. Россия заняла пятое место в мире, значительно уступая только Китаю, США, Индии и Японии, но обогнав по этому показателю ЮАР. Всего на долю России приходится только 2,6 % мирового потребления угля (в 2000 г. – 4,4 %), что существенно ниже ее доли в мировой добычи. С 2000 по 2010 г. потребление угля в России снизилось на 9,8 %, увеличившись в мире на 48,2 %. В ЕС за тот же период потребление упало еще сильнее – на 14,3 %. Существенным было снижение потребления угля в США (–7,8 %).

В дальнейшем рост потребления угля в Китае и Индии продолжится, не столь существенный рост возможен в США и РФ, потребление угля в ЕС будет постепенно сокращаться, в первую очередь по экологическим причинам (рис. 8.21).

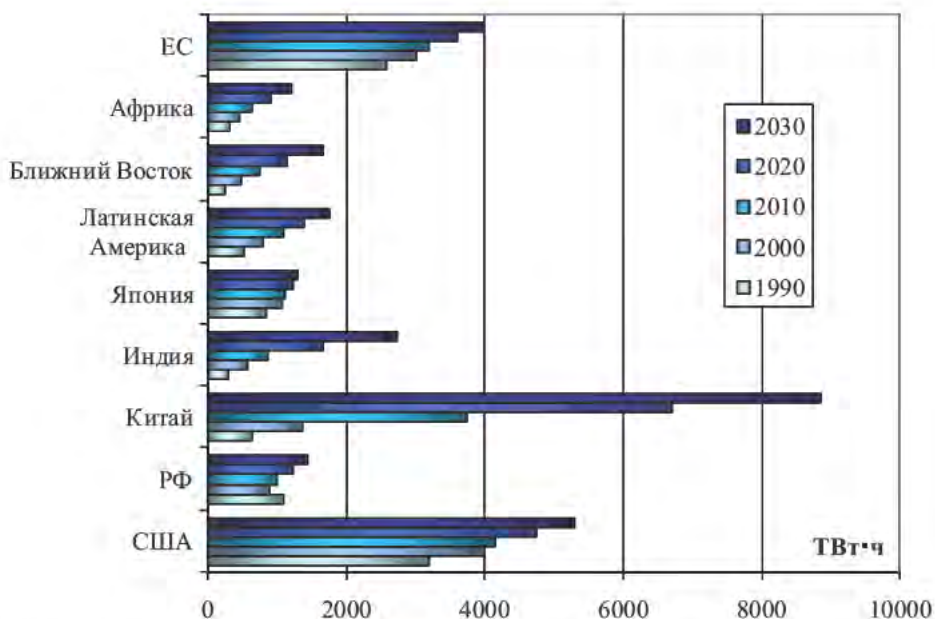


Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011, WEO 2010.

Рис. 8.21. Лидирующие страны и регионы по потреблению угля

Мировое производство и потребление электроэнергии за период 1990-2010 гг. выросло почти в два раза. Рост коснулся большинства стран. Особенно резко увеличилось электропотребление в Китае (в 6 раз) и Индии (в 3,1 раза). В итоге потребление в Китае превзошло потребление электроэнергии странами ЕС.

Существенный рост произошел во всех развивающихся регионах – электропотребление на Ближнем Востоке увеличилось в 3,2 раза, в Латинской Америке и Африке – более чем вдвое. В США и Японии рост потребления электроэнергии составил 1,3 раза. Экономический кризис 2009 г. привел к сокращению электропотребления в некоторых развитых странах (США, Япония, ЕС), однако в целом в мире и развивающихся регионах рост потребления продолжился.



Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011, WEO 2010.

Рис. 8.22. Мировое производство электроэнергии в крупнейших странах и регионах мира, 1990-2030 гг.

За прошедший период в России уровень электропотребления 1990 г. восстановлен не был. Рост электропотребления был характерен для периода 1995-2008 гг., в 2009 г. потребление упало, что было обусловлено падением производства в ряде энергоемких отраслей в связи с экономическим кризисом.

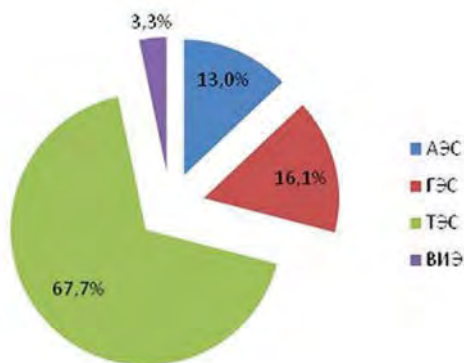
По производству электроэнергии (1036,8 млрд кВт·ч в 2010 г.) Россия занимает 4-е место в мире, уступая США, Китаю и Японии, однако уже в бли-

жайшие годы ее должна потеснить Индия, разрыв с которой в 2010 г. сократился до 12,4 %. Всего на долю России приходится 4,9 % мировой выработки электроэнергии (в 2000 г. – 5,7 %).

Доля России в мировом потреблении электроэнергии практически не отличается от ее доли в производстве в связи с низкой вовлеченностью России в международную торговлю электроэнергией, которая, в свою очередь, также относительно невелика и носит преимущественно приграничный характер. С 2000 по 2010 г. производство электроэнергии в России возросло на 18,1 % при среднем мировом приросте 38,5 %.

Согласно прогнозу в 2010-2030 гг. потребление электроэнергии может вырасти в 1,7 раза, причем этот рост будет реализован преимущественно за счет развивающихся стран. Уже в 2015 г. Китай может стать крупнейшим потребителем энергии в мире, а Индия – превзойти Японию. Согласно прогнозу потребление электроэнергии в России может превзойти уровень 1990 г. в 2015 г., а рост за период 2009-2030 гг. – составить 1,4 раза (рис. 8.22).

В мировой структуре производства электроэнергии в настоящее время сохраняется устойчивое доминирование топливной генерации, доля которой по итогам 2010 г. составила 67,7 % против 64,5 % в 2000 году. Наиболее заметный рост в рассматриваемый период показала генерация на основе ВИЭ, доля которой выросла за 10 лет с 1,5 % до 3,3 %, т.е. более чем в два раза. Доли атомной и гидрогенерации, напротив, снизились: с 16,8 % до 13,0 % и с 17,2 % до 16,1 % соответственно (рис. 8.23).



Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

Рис. 8.23. Структура мирового производства электроэнергии в 2010 г.

Российская структура электрогенерации в целом повторяет общемировую, однако в ней существенно меньше доля ВИЭ (менее 0,05 %) и заметно выше доля атомной энергии (16,4 %). В перспективе до 2030 г. структура производства электроэнергии мира изменится в сторону роста нетрадиционных

источников энергии, доля которых может возрасти до 8,5 %. Данная тенденция наиболее сильно проявится в развитых странах. Так, в США доля нетрадиционных источников энергии может достигнуть 12,3 %, тогда как в России она не превысит и 3 %.

8.2.4. Мировая торговля энергоресурсами и технологиями: усиление конкуренции для России на региональных рынках Европы и Азии

Россия занимает одно из лидирующих мест в мире по экспорту всех видов энергоносителей, но сталкивается с нарастающей конкуренцией на всех ключевых рынках. Перспективы наращивания экспорта достаточно туманны.

Немаловажным аспектом глобальной энергетической безопасности является рациональное решение вопроса территориального разрыва между основными районами производства и потребления ТЭР, вопроса надежности поставок энергоресурсов, их защиты от природных, технологических, военных, политических, террористических и иных угроз.

Проблема безопасности транзита энергетических ресурсов становится ключевой для обеспечения глобальной и национальной энергетической безопасности. Угрозы со стороны пиратов, военно-политическая напряженность в районе проливов, ограниченная пропускная способность ряда важных морских проливов требуют политических решений, которые гарантировали бы безопасность морских путей транспортировки ТЭР. Так, на сегодняшний день через Ормузский пролив перевозится до 15 млн баррелей нефти в сутки (почти 20 % мирового потребления), через Малаккский пролив – до 11 млн, через Босфор и Дарданеллы – до 3 млн, через Суэцкий канал – до 1,3 млн баррелей. Прекращение или ограничение транзита нефти в этих районах приведет к катастрофическим последствиям для мировой энергетики. Сухопутный транзит ТЭР, в первую очередь нефти и газа по трубопроводам, требует создания политической и правовой базы ответственности поставщика, транзитной стороны и потребителя, которая сделала бы невозможной нарушение достигнутых соглашений.

Между тем **мировая торговля нефтью** обеспечивает сегодня до 67 % ее мирового потребления. В 2000-е гг. прирост мирового экспорта нефти был незначительным, а в 2009 г. произошел его спад (табл. 8.1). Как следствие, доля десяти стран-лидеров в мировом экспорте нефти снизилась с 53 до 51 %. Указанная тенденция отражает как проблемы с наращиванием добычи и экспорта в традиционных странах – лидерах по экспорту нефти, так и появление ряда новых крупных поставщиков (Ангола, Судан), а также ограничение квот ОПЕК. Так, снизились поставки из Ирана, Ирака, Венесуэлы, Норвегии, что обусловлено политическими факторами, а в Норвегии – исчерпанием месторождений и спадом добычи.

Таблица 8.1. Лидирующие страны мира по экспорту нефти, млн т

	Экспорт			Доля в мировом экспорте, 2009 г., %	Прирост экспорта за 2000-2009 гг., %	Доля в мировом приросте экспорта, %, 2000-2009 гг.
	2000 г.	2008 г.	2009 г.			
Саудовская Аравия	311,4	364,6	344,0	16,3	2,1	28,5
Россия	144,4	243,1	252,5	12,7	71,7	441,2
Иран	124,1	121,4	117,8	6,0	5,0	26,7
ОАЭ	90,4	116,3	108,8	5,6	20,4	78,5
Нигерия	98,9	104,5	107,2	5,5	8,4	35,4
Ирак	101,6	92,4	89,5	4,6	12,0	51,8
Венесуэла	99,8	88,1	80,8	4,1	19,1	81,1
Кувейт	61,3	86,6	79,3	4,0	29,3	76,6
Норвегия	143,8	84,8	81,1	4,1	43,6	267,2
Канада	58,5	76,0	77,6	4,0	32,7	81,6
МИР	1933,6	1997,7	1957,1	100,0	1,2	100,0

Источник: Институт энергетической стратегии по данным OPEC Annual Statistical Bulletin 2004-2010 и Росстата

Резкое увеличение нефтедобычи при стагнации внутреннего потребления позволили России существенно расширить свою долю на мировом рынке жидкого топлива. С 2000 по 2009 г. экспорт российской нефти возрос в 1,7 раза при росте международной торговли нефтью и нефтепродуктами за тот же период на 23,4%.

При этом доля России в мировом экспорте нефти увеличилась с 7,5 до 14,8 %. По этому показателю в 2010 г. Россия уступила лишь Саудовской Аравии. Рост продолжился и в 2010 г. вследствие снижения добычи и экспорта странами ОПЕК в рамках квот при сохранении объемов экспорта из России. За рассматриваемый период Россия обеспечила самый высокий прирост экспорта нефти в мире, значительно опередив ОАЭ, Кувейт, Нигерию и Канаду. Экспорт нефтепродуктов, по объему которого Россия занимает первое место в мире, за 2000-2009 гг. вырос в 2,0 раза (с 62,6 до 124,7 млн т). Свыше четырех пятых российской нефти экспортируется в страны Европы, причем доля России на данном рынке составляет около 30 %. Экспорт в Китай за 8 лет увеличился более чем в 10 раз с 1,3 млн т в 2000 г. до 14 млн т в 2010 году.

В отличие от рынка сырой нефти международная торговля нефтепродуктами продолжала расти и в кризисный, и в посткризисный период. В 2010 г. она увеличилась еще на 4,6 %, при этом российский экспорт, по данным ОПЕК, вырос за год сразу на 83,7 %, существенно превысив докризисный уровень (+29,7 % к 2007 г.). Это второй после Нигерии (+91,9 % к 2009 г.) показатель прироста в мире.

Свыше четырех пятых российской нефти экспортируется в страны Европы, причем доля России на данном рынке составляет около 30 %. Ведущими

импортерами российской нефти являются Германия, Италия, Франция, Польша и Нидерланды. Происходит диверсификация направлений экспорта российской нефти, преимущественно за счет развития экспортных поставок в Китай. Основное направление экспорта российских нефтепродуктов — также европейский рынок.

В целом в 2000-е гг. Россия укрепила свои позиции на мировом рынке нефти, приблизившись к уровню добычи 1990 г. и став одним из ведущих в мире экспортеров как сырой нефти, так и нефтепродуктов. Вследствие сравнительно стабильных объемов внутреннего потребления значительно возросли объемы экспорта. Россия значительно потеснила позиции стран-конкурентов, вышла на новые для себя рынки стран АТР, начав диверсификацию направлений экспортных поставок. Возросли вовлеченность страны в мировой рынок нефти и одновременно зависимость от мировой конъюнктуры цен, отличающейся высокой циклической волатильностью.

В настоящее время единый **мировой рынок природного газа** еще не сформировался. В мире функционирует несколько крупных региональных газовых рынков, среди которых можно выделить североамериканский, европейский и восточноазиатский. При этом также выделяются рынки трубопроводного и сжиженного природного газа (СПГ), которые принципиально отличаются по технологическим условиям поставок и набору ключевых стран-поставщиков.

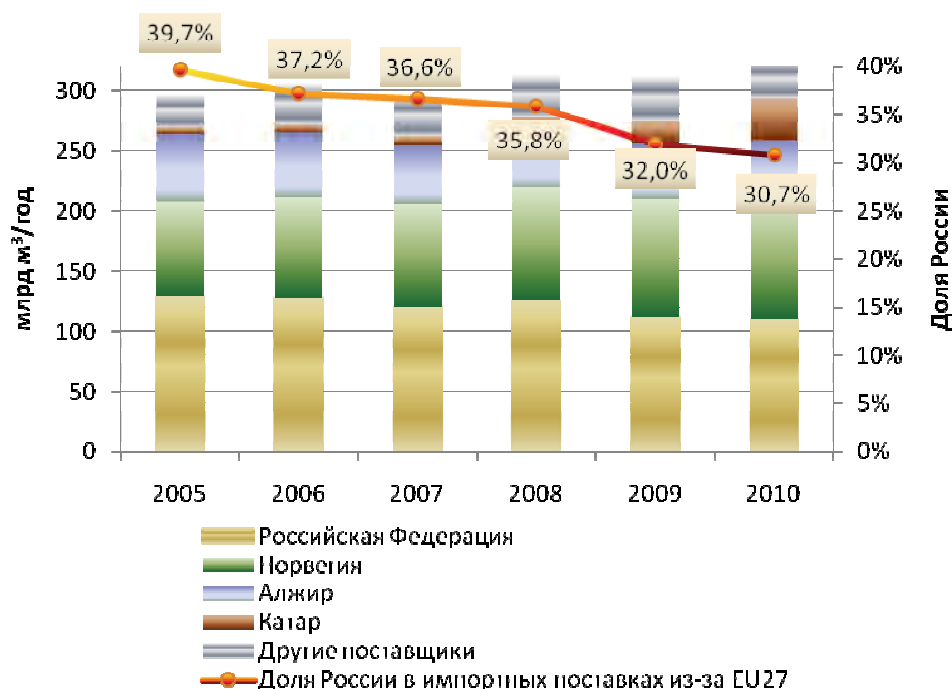
Торговля природным газом на региональных газовых рынках выросла в 2010 г. на 11,5 % и достигла нового исторического максимума 975,22 млрд куб. м, что составляет 30,5 % от мировой товарной добычи природного газа. При этом торговля СПГ увеличилась за тот же период на 22,6 % при росте трубопроводных поставок только на 6,9 %. В результате доля СПГ в мировой торговле достигла 30 % (в 2009 г. — 27,7 %).

По экспорту природного газа Россия продолжает удерживать первое место в мире, обеспечивая до 20,5 % мировой газовой торговли. Второе место с почти двукратным отставанием от России сохраняет Норвегия (10,3 %). На третье место в 2010 г., опередив Канаду (9,5 %), впервые вышел Катар (9,7 %), нарастив экспорт за год сразу на 39,1 %.

Доля России в мировой торговле СПГ составляет пока лишь 4,5 % (13,4 млрд куб. м), что соответствует 8-му месту в мире. Доля в трубопроводных поставках, напротив, очень высока (27,5 %). Экспорт России по-прежнему замкнут на газовых рынках Европы и СНГ, на которые приходятся все трубопроводные российские поставки. Помимо них благодаря началу в последние два года поставок СПГ Россия представлена также, хотя пока и незначительно, на рынке Северо-Восточной Азии (Япония, Республика Корея и в символических объемах Тайвань и КНР), где по итогам 2010 г. заняла долю в 6,3 %, или 5-е место после Индонезии, Малайзии, Катара и Австралии.

На рынке СНГ, как и на всем постсоветском пространстве, Россия остается доминирующим внешним поставщиком природного газа, обеспечивая до 92 % международной региональной торговли. На рынках Белоруссии, Украины и Молдовы Россия является единственным внешним поставщиком, так же как

и на рынке входящих в ЕС Эстонии, Латвии и Литвы. На рынке Армении Россия – основной поставщик наряду с Ираном. Следует отметить, что на рынке СНГ Россия традиционно играет и роль крупного импортера газа, хотя объемы закупок остаются на исторически минимальном уровне благодаря резкому сокращению импорта туркменского газа с весны 2009 года. По данным ВР, всего в 2010 г. Россия импортировала 32,67 млрд куб. м природного газа из Казахстана, Узбекистана, Туркмении и Азербайджана, что составило 3,3 % от мировой торговли, или 16,3 % от собственного экспорта России. В целом на рынок СНГ, включая Россию, приходится 9,5 % мировой торговли природным газом.



Источник: Институт энергетической стратегии на основе BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

Рис. 8.24. Динамика импорта газа ЕС из стран, находящихся за его пределами, и доля России в нем в 2005-2010 гг.

Тревожной тенденцией является не прекращающееся уже несколько лет сокращение доли России на ключевом для нее рынке Европы, и прежде всего ЕС-27 (рис. 8.24.). Примечательно, что сокращение доли России происходит на фоне непрерывного падения уровня внутренней добычи в ЕС из-за истощения основных месторождений, особенно в Северном море. Если в 2000 г. собственная добыча покрывала 52,7 % внутреннего потребления ЕС, то к 2010 г. эта величина опустилась до 35,5 % и имеет тенденцию к дальнейшему сокращению.

Ответом на этот вызов стали, с одной стороны, стагнация спроса, наблюдаемая еще с 2006 г., и, с другой стороны, увеличение доли импорта. Однако практически весь прирост импорта в этот период пришелся на одну страну – Норвегию, наиболее близкую ЕС экономически и политически. Заметно вырос и объем поставок СПГ, особенно из Катар и Нигерии. Немного выросла даже доля Алжира, правда, также благодаря поставкам СПГ. В результате Россия стала практически единственным крупным поставщиком газа на рынок ЕС, доля которого на нем в последние годы сократилась.

Ведущими покупателями российского газа в регионе остаются Германия, Италия и Турция, на совокупную долю которых в 2010 г. пришлось 50 % всех поставок российского газа в страны зарубежной Европы. Относительно крупными импортерами являются также Польша, Чехия, Франция, Словакия и Австрия. Для некоторых стран Европы зависимость внутреннего рынка от поставок российского газа по-прежнему составляет более 80 % (Финляндия, Словакия, Сербия, Греция, Чехия, Болгария).

Согласно прогнозу МЭА зависимость ЕС от импорта природного газа будет расти и к 2030 г. может составить 83 % от общего спроса. Зависимость от импорта природного газа возрастет в Китае (48 % спроса) и Индии (40 % спроса), в то время как Африка и Ближний Восток станут более крупными экспортёрами. Зависимость США от импорта газа несколько снизится и к 2030 г. может составить 7 % от спроса.

В 2000-2010 гг. Россия сохранила за собой лидирующие позиции по доказанным запасам и экспорту природного газа, а также ключевые позиции наряду с США в добыче и потреблении природного газа. Важным достижением 2009-2010 гг. стал выход России на перспективный газовый рынок АТР. Вместе с тем положение России на ключевом для нее рынке ЕС остается неустойчивым, что следует признать главным риском для российского газового экспорта в долгосрочной перспективе.

Мировая торговля углем обеспечивает около 15 % его потребления. По экспорту энергетических углей Россия занимает третье место в мире, уступая только Индонезии и Австралии. Доля России в мировой торговле энергетическими углями составляет 12,9 %. С 2000 по 2010 г. объемы экспорта российских энергетических углей возросли в 1,9 раза. Более высокие темпы роста были характерны только для Индонезии (в 2,4 раза). Поставки из России доминируют в структуре импорта энергетических углей ЕС, достигая 28,9 %.

В перспективе ожидается менее интенсивный рост экспорта угля из России, но позицию одного из ведущих нетто-экспортёров мира Россия сохранит. Китай в 2000 г. превосходил по объемам нетто-экспорта Россию, однако в настоящее время существенно уступает ей, а в дальнейшем перейдет к нетто-импорту, объем которого будет интенсивно расти. Роль Индии в нетто-импорте угля также существенно возрастет, к 2030 г. по этому показателю она может обогнать страны ЕС. Странами-лидерами по импорту угля и сейчас, и в долгосрочной перспективе останутся Япония и Республика Корея.

Рост экспорта угля ожидается в Африке, который может составить более 85 % к 2030 г. по сравнению с уровнем 2010 г., почти на 60 % может возрасти экспорт угля из США.

Россия входит в число мировых лидеров по запасам, добыче, потреблению и экспорту углей. С 2000 по 2010 г. в России значительно возросли объемы экспорта, увеличилась доля страны на мировом рынке, расширились направления поставок.

Дальнейшее развитие угольной промышленности России и ее вовлеченность в мировые хозяйственные связи будут определяться не только богатой минерально-сырьевой базой, но и развитием технологий угледобычи, транспортно-инфраструктуры в России, конкурентоспособностью российских компаний в мире, а также глубиной кризисных явлений в национальной и мировой экономике.

На мировом рынке **урана** Россия присутствует в основном в рамках соглашений ВОУ – НОУ и как его импортер, поскольку добыча урана едва покрывает внутреннее потребление. Позиции России на мировом рынке обогащения урана значительно более сильные. Со стороны России эксклюзивным представителем Росатома на международном рынке услуг по обогащению урана и урановой продукции является компания «Техснабэкспорт» (Тепех). Доля компании на мировом рынке услуг по обогащению урана составляет около 40 %.

Мировой рынок ядерного топлива отличается высокой степенью концентрации. На четырех крупнейших поставщиков приходится 90 % рынка, что приводит к жесткой конкуренции между ними. Доля ОАО «ТВЭЛ» (Россия) на мировом рынке ядерного топлива составляет 17 % (3-е место в мире), уступая только французской компании Areva (30 %) и американо-японскому альянсу Westinghouse-Toshiba (26 %), конкурируя по объемам с японской GNF. ОАО «ТВЭЛ» является основным поставщиком топлива для ядерных реакторов «российского образца», что представляет собой довольно существенную долю рынка (52 действующих реактора в России, странах СНГ, Восточной и Центральной Европе, Китае). Кроме того, совместно с компанией AREVA ОАО «ТВЭЛ» поставляет топливо для реакторов PWR/BWR в страны Западной Европы.

На **мировом рынке энергетических услуг и технологий** Россия занимает 1-е место в мире по строительству АЭС за рубежом (Атомстройэкспорт, одновременное сооружение 5 энергоблоков), 1-е место в мире по строительству атомных энергоблоков (Атомстрой, одновременное сооружение 14 энергоблоков, из которых 9 – в России). ЗАО «Атомстройэкспорт» занимает на мировом рынке строительства АЭС примерно 20 % (5 энергоблоков – Тяньваньская АЭС в Китае, АЭС «Куданкалам» в Индии, Бушерская АЭС в Иране, АЭС «Козлодуй» в Болгарии).

В целом за 1990-2010-е гг. Россия обеспечила значимый прирост запасов и добычи основных ТЭР. Параллельно с этим возросли объемы их внутреннего потребления и экспорта. Увеличились присутствие России на мировых энергетических рынках и степень вовлеченности страны в мировой оборот ТЭР.

Таким образом, Россия существенно укрепила свои позиции в обеспечении глобальной и региональной энергетической безопасности, в особенности на евразийском пространстве.

Вместе с тем только экспорт ТЭР не может обеспечить устойчивые позиции страны в мировой энергетике в долгосрочной перспективе в условиях формирования новой энергетической цивилизации, в рамках которой определяющую роль будет играть неуглеводородная энергетика, а также интенсивное развитие энергетических услуг и технологий.

В формируемой сегодня мировой энергетической системе XXI в. Россия должна более интенсивно развивать новые формы международного энергетического сотрудничества.

Необходим переход от экспорта сырьевых продуктов к экспорту более технологичной продукции (высококачественных продуктов нефтехимии, товаров и услуг в области атомной энергетики и пр.), а также диверсификация направлений экспорта, в первую очередь за счет развития поставок энергоресурсов в Азию.

Только в этом случае Россия продолжит свою интеграцию в мировую энергетическую систему и останется ключевым звеном в обеспечении глобальной энергетической безопасности.

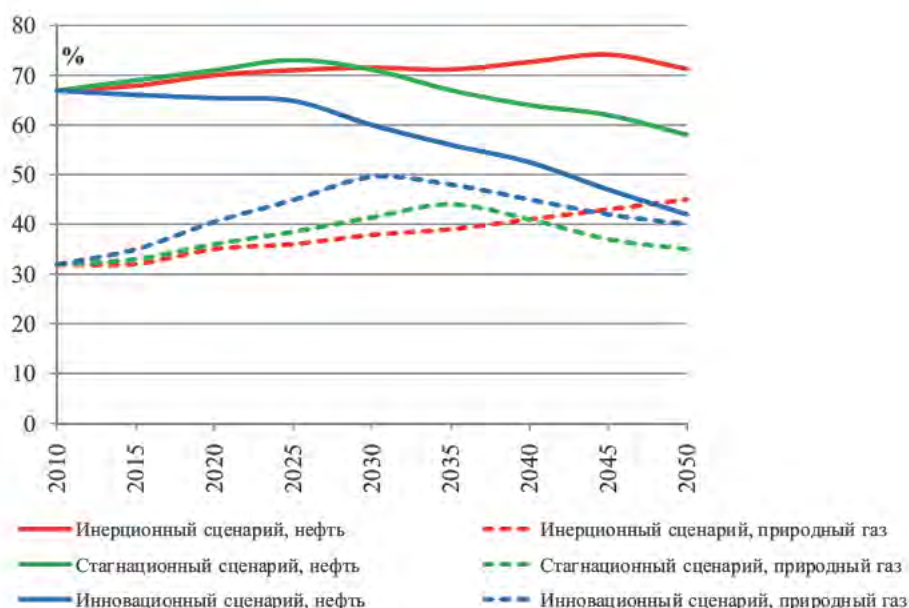
8.3. Геополитические факторы развития энергетики

В наше время геоэкономика заменила собой геополитику в ее классическом понимании. Если в XIX и XX вв. законы геополитики применялись к борьбе за колонии, войнам, захватам территорий, оккупациям, стратегическим договорам стран друг с другом, то в XXI в. центр тяжести сместился в сторону экономики и энергетики. При этом карта мира с ее основными центрами влияния осталась почти той же самой. Это значит, что мы имеем дело с новой формой геополитики – энергетической геополитикой, которая, в свою очередь, является одним из важнейших факторов развития энергетики.

8.3.1. От энергетического глобализма к региональному самообеспечению

В 1990-2000-е гг. доминирующими тенденциями в мировой энергетике были рост международной торговли энергоресурсами и глобализация мировой энергетики. Но в конце 2000-х гг. наметилась обратная тенденция – тенденция роста региональной самодостаточности. В будущем, по-видимому, эта тенденция сохранится.

Ключевым драйвером глобализации энергетики является рост объемов международной торговли энергоресурсами. Так, в настоящее время международная торговля обеспечивает 67 % мирового потребления нефти, а межрегиональная торговля – 47 %. Нефтяной рынок является сегодня поистине глобальным. Международная торговля природным газом обеспечивает 30 % мирового потребления голубого топлива и продолжает интенсивно увеличиваться¹⁴². Более того, во всех сценариях будущего мировой энергетики, разработанных Институтом энергетической стратегии¹⁴³, международная торговля нефтью и газом будет последовательно нарастать до 75-80 % как минимум до 2020 г., а в ряде сценариев – до 2030 г. (рис. 8.25).



Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 8.25. Доля международной торговли в потреблении нефти (слева) и природного газа (справа)

Так, международная торговля природным газом будет расти как за счет поставок трубопроводного природного газа, так и за счет СПГ. Рост торговли СПГ – долгосрочная тенденция с 1980-х годов. К настоящему времени доля СПГ в международной торговле природным газом оставляет 30 %. Во всех сценариях рост доли СПГ продолжится. К 2030 г. она составит от 58 % в инерционном сценарии до 50 % в стагнационном сценарии.

¹⁴² Подробнее см.: Тренды и сценарии развития мировой энергетики в первой половине XXI века (под ред. Бушуева В.В.). М.: Институт энергетической стратегии, 2011.

¹⁴³ Подробнее об этом см. раздел 1.1.

Результатом развития поставок СПГ будет постепенная интеграция региональных рынков в мировой рынок природного газа. В настоящее время мировой рынок природного газа разделен на 3 крупнейших рынка:

- североамериканский или атлантический рынок (16 % поставок);
- европейский рынок (50 % поставок);
- восточноазиатский или тихоокеанский рынок (20 % поставок).

Уровень и динамика цен, а также механизм ценообразования на этих рынках различны. Не только поставки трубопроводного газа, но и поставки СПГ носят региональный характер. В перспективе поставки СПГ из стран Ближнего и Среднего Востока могут занять балансирующее положение между атлантическим и тихоокеанским рынками.

До 2030 г. сегментация рынка на уровне поставок, вероятно, сохранится, хотя и ослабнет. Вместе с тем произойдет интеграция региональных рынков с точки зрения механизмов ценообразования.

В целом переход к полноценному мировому рынку природного газа, аналогичному современному мировому рынку нефти, возможен только после 2030 г. в инновационном и стагнационном сценариях¹⁴⁴.

Однако наблюдаемая сегодня глобализация энергетики через рост объемов международной торговли энергоресурсами во все большей степени сопровождается глобализацией научно-производственных связей энергетических компаний и трансфером знаний и технологий.

В результате многие страны – импортеры углеводородов получили в свое распоряжение технологии добычи нетрадиционных углеводородов, технологии развития возобновляемой энергетики и т.д. и начали собственные разработки в этих направлениях, ориентированные в первую очередь на региональное энергетическое самообеспечение.

Характерным примером служит развитие добычи сланцевого газа в США и тяжелых нефтей Канады. Использование сланцевого газа и тяжелых нефтей Канады позволило США отказаться от поставок СПГ из Катар и снизить свою зависимость от поставок нефти из неустойчивых в политическом отношении стран Северной Африки и Ближнего Востока. Тем самым США на деле начали реализацию принципа самодостаточной региональной энергообеспеченности. По этому же пути идет Европа, делая ставку на использование ВИЭ и диверсификацию газовых поставок. Трансфер энергетических технологий в сфере добычи сланцевого газа и развития ВИЭ, осуществляемый странами Европы и США в последние годы в Китай, в перспективе позволит последнему обеспечить развитие этих новых энергетических направлений и тем самым снизить свою зависимость от внешних поставок углеводородов. В этом же ряду стоит и Япония, запустившая в 2011 г. первый опытный завод по добыче газогидратов. Если опыт деятельности этого предприятия окажется успешным, то в Восточной Азии откроются принципиально новые перспективы регионального

¹⁴⁴ В инерционном сценарии этого в принципе не случится из-за критического роста геополитических противоречий в мировой энергетической системе.

самообеспечения за счет огромных ресурсов газогидратов, сосредоточенных в Восточно-Китайском и Южно-Китайском морях. Таким образом, глобализация энергетики невольно запустила обратный процесс регионализации, ориентированный на усиление энергетической самообеспеченности регионов – ключевых импортеров энергоносителей.

Однако все же главной причиной наблюдаемого сегодня перехода от энергетического глобализма к региональной энергетической самообеспеченности является мировая геополитическая ситуация, определяемая как «геополитика нефти». Рост геополитических рисков в нефтяной отрасли обусловлен зависимостью мировой торговли нефти от критических точек (Ормузский пролив, Аденский залив – Красное море – Суэцкий канал, Малаккский и Зондский проливы – Южно-Китайское море), которые находятся в зонах геополитической нестабильности и обеспечивают до 50 % мировых поставок нефти.

Риски будут возрастать по мере роста геополитических противоречий и дестабилизации мира, причем за счет действий не только негосударственных игроков, но и государств. В наиболее жестком варианте развития событий на Ближнем Востоке возможно шоковое и затяжное падение поставок нефти из региона. Последствия такого шока в каждом из сценариев усилят его основные тенденции и ускорят трансформацию мировой энергетики.

По мере снижения роли нефтяной отрасли и роста роли газовой отрасли «геополитика нефти» будет сменяться «геополитикой газа». Конкретная форма этого процесса зависит от сценария развития мировой энергетики. Ключевая предпосылка «геополитики газа» – высокая концентрация запасов и добычи природного газа в регионах-лидерах (Ближний и Средний Восток – 30 %, Россия – 45 % и Центральная Азия – 15 %), а также рост международной торговли и доминирование ограниченного числа поставщиков и направлений поставок. Риски будут связаны как с политической ситуацией в странах – основных поставщиках природного газа на мировой рынок, так и с проблемой транзита.

Для транзита СПГ, как и для поставок нефти, особое значение приобретут критические точки, через которые проходит большая часть транспортируемых в мире углеводородов: Ормузский пролив, Аденский залив – Красное море – Суэцкий канал, Малаккский и Зондский проливы и Южно-Китайское море. В транзите трубопроводного газа может продолжиться «война трубопроводов», особенно вокруг стран Центральной Азии. Так, в последние годы были анонсированы или начаты трубопроводные проекты «Южный поток», Nabucco, «Туркмения – Китай», «Туркмения – Афганистан – Пакистан» и т.д. По мере роста доли Центральной Азии в экспорте газа будет возрастать значимость военно-политического контроля над регионом. В 2020-е гг. важнейшим риском станут возможные конфликты в Центральной Азии и на Ближнем Востоке.

Кроме того, обострятся геополитические проблемы мировой урановой отрасли. Вследствие доминирования тепловых реакторов в мировом ядерном энергетическом комплексе потребление урана в инерционном сценарии развития мировой энергетики возрастет к 2030 г. до 78,6 тыс. т в год. С учетом

структуры мирового реакторного парка, истощения вторичных источников и эффективности использования топлива к 2030 г. добыча урана должна сравняться с годовым объемом потребления. Такой уровень лежит на пределе возможностей мировой уранодобывающей отрасли и потребует разведки и разработки прогнозных ресурсов урана. Произойдет ожидаемая концентрация мировой добычи урана. Если в 2009 г. на пять стран – лидеров по объемам добычи приходилось 2/3 мирового производства, то к 2030 г. эта доля может достичь 80 %. Напряженность уранового баланса на протяжении 2010-2030 гг. в условиях геополитических конфликтов напряженности приведет к тому, что «урановая геополитика» также будет играть весьма существенную роль.

Обострение конфликтов из-за «ресурсного национализма» стран-производителей и «национализма спроса» стран-потребителей приведет к формированию новых рисков и вызовов для России. Для их преодоления необходимы более эффективные отношения со странами-потребителями и реализация последовательной стратегии обеспечения энергетической безопасности России, особенно в технологическом аспекте.

8.3.2. Россия и мировые геополитические процессы в сфере энергетики

Россия активно участвует в мировых геополитических процессах в сфере энергетики, взаимодействуя (в форме сотрудничества и конкуренции) с другими ведущими мировыми игроками – США, Европейским союзом, Китаем.

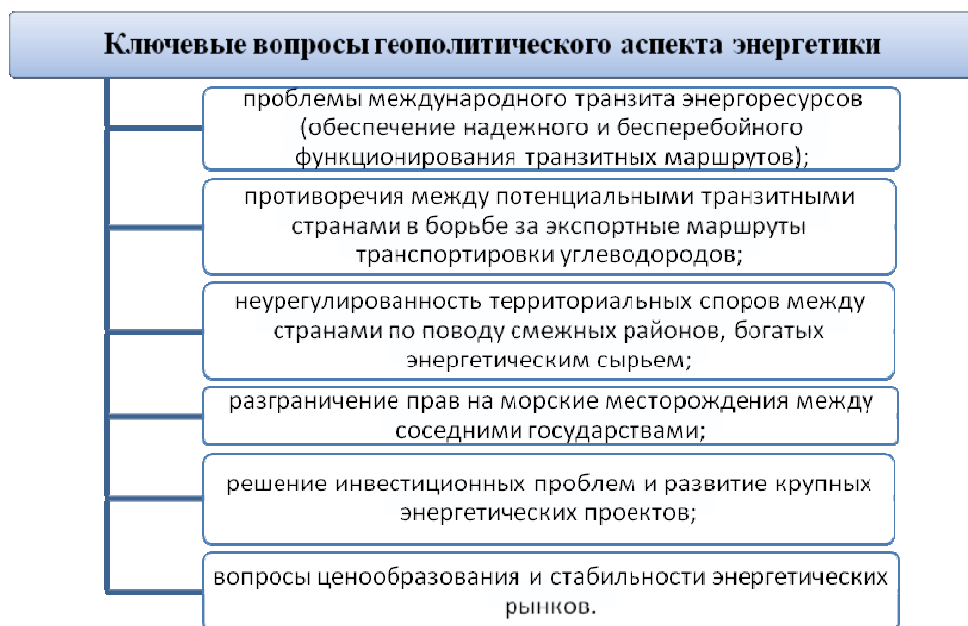
В перспективе Россия ожидаемо столкнется со значительными геополитическими вызовами в сфере энергетики, адекватный ответ на которые сможет обеспечить только инновационное развитие российского ТЭК и его адаптация к формирующимся сегодня требованиям энергетики XXI века.

Геополитические факторы оказывают на мировую энергетику все большее влияние. Развитие международной торговли энергоресурсами, а также услугами в данной области, которое активно происходило вместе с процессами глобализации, сделало весьма актуальным понятие о геополитических аспектах энергетики. Сюда относится, в первую очередь, удаленность крупнейших месторождений энергетического сырья от рынков сбыта, а также возможности и условия транспортировки этих ресурсов. На сегодняшний день внешняя энергетическая политика государств сформировалась как самостоятельное функциональное направление, определяемое внешнеэкономическими интересами и геополитикой различных стран мира.

Под внешней энергетической политикой государства следует понимать сферу деятельности государства в международных отношениях по защите и

отстаиванию национальных интересов, обусловленных производством, транспортировкой и потреблением энергоресурсов. Заметим, что цели, задачи, приоритеты и направления внешней энергетической политики тесно связаны с внешней политикой страны.

Ключевые вопросы геополитического аспекта энергетики приведены на рис. 8.26.



Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 8.26. Ключевые вопросы геополитического аспекта энергетики

Так, в сфере **транспортировки и транзита энергоресурсов** ключевыми моментами являются снижение рисков и диверсификация поставок энергоресурсов, что в целом в равной степени относится как к странам – импортерам, так и к странам – экспортерам сырья. Для России в этом контексте важнейшими региональными энергетическими рынками являются: европейский рынок, рынок Северо-Восточной Азии (Китай, Япония, Республика Корея) и центральноазиатский рынок.

В Европе стремление к диверсификации маршрутов поставок особенно актуализировалось в последнее десятилетие. Первопричиной этой тенденции явилась нарастание политической нестабильности в странах-транзитерах, главным образом, в Украине. Российско-украинские газовые конфликты последних лет привели к перебоям в поставках российского газа в страны Европы и спровоцировали ответные действия как России, так и Европы. Европа активизировала проводимую политику по диверсификации направлений поставок газа в

целях снижения зависимости от России, Россия же, в свою очередь, ускорила реализацию масштабных газотранспортных проектов («Северный поток» и «Южный поток») в обход Украины.

Так, Россия в 2010 г. начала реализацию проекта «Северный поток» — строительства безтранзитного газопровода между Россией и Германией по дну Балтийского моря. Соглашение о его строительстве было подписано еще в 2005 г. в ходе визита российского президента Владимира Путина в Германию. В 2012 г., с пуском второй нитки, он станет крупнейшим подводным газопроводом, перекачивающим 55 млрд. куб. м. газа в год. Подводный маршрут проходит через территориальные воды и исключительные экономические зоны Финляндии, Швеции, Дании и Германии, минуя Польшу и балтийские государства Эстонию, Латвию и Литву (рис. 8.27).



Источник: Nord Stream AG.

Рис. 8.27. Маршрут газопровода «Северный поток» и основные этапы проекта

Другим альтернативным проектом доставки российского газа европейским потребителям является газопровод «Южный поток»¹⁴⁵, ускоренно продвигаемый ОАО «Газпром». Планируется, что по этому газопроводу общей мощностью в 63 млрд куб. м газ с южного побережья России, минуя Украину, пойдет по дну Черного моря в Болгарию, и в конечном итоге достигнет Италии (рис. 8.28).

¹⁴⁵ Подробнее об этом см. подраздел 6.2.7.



Источник: РИА «НОВОСТИ».

Рис. 8.28. Маршрут газопровода «Южный поток» и основные достигнутые этапы проекта

Альтернативой этому проекту выступает проект Nabucco, реализация которого фактически исключит Россию из транзитных потоков природного газа в страны Южной Европы. Планируемый трубопровод Nabucco, официально поддержанный на уровне Еврокомиссии, должен обеспечить поставку центральноазиатского, иракского или иранского газа через территорию государств Южного Кавказа, Турцию, Болгарию, Румынию и Венгрию в распределительный центр в Австрии (рис. 8.29).

Однако на сегодняшний день существует ряд факторов, препятствующих реализации этого проекта. Основной проблемой является поиск необходимых для заполнения трубопровода объемов газа. В настоящее время в качестве возможной базы поставок для Nabucco рассматривается газ из Ирака. Однако здесь очень много препятствий, которые необходимо устранить, особенно политического характера, прежде чем Ирак может стать стабильным и надежным источником газа для Nabucco. Другой потенциальный источник газа – азербайджанское месторождение «Шах-Дениз-2», которое инициаторами проекта всегда рассматривалось в качестве основного для заполнения этого газопровода. Между тем в 2017 г. только 10 млрд куб. м газа с «Шах-Дениз-2» будет доступно для экспорта, что составит лишь треть мощности трубопровода (30 млрд куб. м).

Еще одним возможным источником в случае урегулирования правового статуса шельфа Каспийского моря может стать центральноазиатский газ, главным образом, из Туркмении и Казахстана. У Туркмении очень большая заинтересованность в таком выходе на выгодный европейский рынок (Россия закупки сокращает, а доходность от продажи газа Китаю останется низкой). При этом официальная политика Туркмении до сих пор заключается в том,

чтобы продавать газ на границе, то есть самим не заниматься внешними трубопроводными проектами.



Источник: РИА «НОВОСТИ».

Рис. 8.29. Маршрут газопровода Nabucco

Ситуация с реализацией проекта Nabucco показывает, насколько в последние годы повысилась роль **стран Центральной Азии** (Казахстан, Туркменистан, Азербайджан, Узбекистан) в мировой энергетической системе, в том числе для России. До распада СССР энергетическая инфраструктура стран Центральной Азии была полностью ориентирована на поставки в пределах СССР. Но в 1990-е гг. сформировался интерес других игроков к нефтегазовым ресурсам стран региона, получивших независимость. В результате в 2000-е гг. началась реализация конкурентных по отношению к России энерготранспортных проектов. Эти тенденции требуют от России новых подходов к сотрудничеству с этими странами.

В регионе есть гигантские месторождения углеводородов, такие как Кашаган на каспийском шельфе Казахстана или Южный Иолотань в Туркмении. Отметим, что наряду с Россией и Европой в доступе к нефтегазовым кладовым региона заинтересован Китай, который в 2000-е гг. уже реализовал проекты строительства нефтепровода Казахстан – Китай и магистрального газопровода Центральная Азия – Китай.

Газопровод Центральная Азия – Китай является одной из попыток (пока – наиболее успешной) стран Центральной Азии снизить свою зависимость от России при экспорте природного газа. В июле 2007 г. Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC) подписала соглашение с Туркменистаном об импорте 30 млрд куб. м газа в год по газопроводу Центральная Азия – Китай. В декабре 2009 г. трубопровод Туркмения – Узбекистан – Казахстан – Китай (ТУКК) вступил в строй.

С одной стороны, это означает, что Туркмения опередила Россию с выходом на китайский рынок (поставки из России начнутся не ранее 2015 г.). С другой стороны, объемы поставок пока составляют не более 6 млрд куб. м (2010 г.). Но в перспективе поставки могут быть доведены до 30-40 млрд куб. м, что на некоторое время закроет потребности Китая в природном газе и усилит его позиции на переговорах с Россией. Между тем указанные объемы газа уходят с европейского рынка (главного для ОАО «Газпром»), что затрудняет формирование сырьевой базы для Nabucco.

Для укрепления позиций России в свете конкуренции со стороны стран Центральной Азии необходимо, во-первых, сделать более быстрым и эффективным осуществление российских энерготранспортных проектов, а во-вторых – реализовать потенциал сотрудничества с этими странами. Эффективным примером такого сотрудничества является транзит российской нефти по маршруту Казахстан – Китай. Возможна также разработка общей линии поведения поставщиков энергоносителей, включая центральноазиатские страны, по отношению к Китаю. Наконец, важным направлением является переход от контроля над транспортом энергоносителей к контролю над добычей, а для этого – увеличение российских инвестиций в энергетический сектор Центральной Азии. Это направление сотрудничества является ключевым для обеспечения российских интересов в Центральной Азии.

Страны Северо-Восточной Азии (СВА – Китай, Япония, Республика Корея) для России являются стратегически важным рынком сбыта топливно-энергетических ресурсов. В настоящее время регион отличается максимальными темпами экономического и энергетического роста, что происходит главным образом благодаря Китаю. С большой долей вероятности такое положение сохранится в среднесрочной и долгосрочной перспективе, и объемы этого рынка будут увеличиваться.

Для России такое сотрудничество дает возможность диверсификации направлений экспорта углеводородов (развитие азиатского направления наряду с европейским), комплексного освоения Восточной Сибири и Дальнего Востока. Согласно ЭС-2030, к 2030 г. удельный вес восточного направления в экспорте жидких углеводородов (нефть и нефтепродукты) должен возрасти с 6 % в 2010 г. до 22-25 %, а в экспорте газа – с 4 до 19-20 %.

Кроме того, энергетическое сотрудничество со странами АТР и СВА позволяет укрепить геополитические позиции России в этом ключевом для мирового развития регионе, а также косвенно влияет на позиции России на европейском направлении за счет возможностей диверсификации. Между тем на сегодняшний

день существуют значительные различия интересов между Россией и ее потенциальными партнерами в СВА. Ожидаемые уровни спроса и добычи, направления поставок должны быть увязаны со структурой и объемом энергопотребления, поэтому настоятельно необходимо согласование энергетической политики сторон, а также гармонизация долгосрочных стратегий развития России и стран СВА.

Ключевым партнером России на азиатском направлении энергетической политики становится **Китай**.

Ключевым проектом сотрудничества с Китаем в нефтяной отрасли является строительство нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (рис. 8.30).¹⁴⁶

Реализация проекта ВСТО – крупный стратегический успех России. Проект обеспечивает одновременно наращивание добычи нефти в Восточной Сибири и диверсификацию возможных направлений экспорта для месторождений Западной Сибири (после строительства нефтепровода Пурпе – Саяны, начатого в 2010 г. и вступающего в действие в 2012 г.). Таким образом, снижается зависимость России от европейского рынка за счет выхода на новый быстро растущий рынок, что имеет стратегическое значение для нефтяной отрасли России¹⁴⁷. С выходом проекта ВСТО на полную мощность доля России на рынке СВА может возрасти с 4,3 % в настоящее время до 10 %.

Китай также стремится к диверсификации источников поставок углеводородов, и его участие в проекте ВСТО – лишь один из элементов этой политики. Так, Китай заключает долгосрочные контракты и предоставляет кредиты, аналогичные кредиту Роснефти и Транснефти, выданному под строительство ВСТО, также компаниям в Казахстане, Анголе, Судане, Венесуэле и пр. Стратегической целью Китая является снижение зависимости от импорта нефти с Ближнего Востока (более 60 % в общем объеме импорта, который составляет более 50 % от объема внутреннего потребления страны).

Кроме того, Китай является одним из самых перспективных газовых рынков в мире. В 2000–2010 гг. объем потребления природного газа в стране возрос в 3,3 раза до 88,7 млрд куб. метров. К 2020 г. объем потребления может достичь 300 млрд куб. м, при этом внутренняя добыча составит не более 150 млрд куб. метров. Таким образом, импорт природного газа может возрасти более чем в 10 раз (2010 г. – 6 млрд куб. м).

Сотрудничество России с Китаем в газовой отрасли находится в настоящее время в начальной стадии и ведется в рамках реализации Соглашения о стратегическом сотрудничестве, подписанного 14.10.2004 г. между ОАО «Газпром» и Китайской национальной нефтяной компанией (CNPC). В 2009 г. Соглашение продлено на очередной пятилетний срок. Меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству в сфере природного газа подписан в Москве 24 июня 2009 г., а 13 октября 2009 г. в Пекине подписана Дорожная карта (дополнение) к Меморандуму, определяющая основные мероприятия, необходимые для его реализации.

¹⁴⁶ Подробнее об этом см. также подраздел 6.1.7.

¹⁴⁷ До строительства ВСТО поставки российской нефти в Китай осуществлялись по железной дороге, а также транзитом через Казахстан, в ограниченных объемах (2009 г. – 14 млн т).



Источник: ОАО «Транснефть».

Рис. 8.30. Схема нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан

ОАО «Газпром» и CNPC также подготовлено и подписано 13 октября 2009 г. Рамочное соглашение об основных условиях поставок природного газа из России в Китай. Документ предусматривает западный и восточный варианты поставок из РФ: первый из них предполагает использование ресурсной базы Западной Сибири, второй – Восточной Сибири, Дальнего Востока и шельфа Сахалина. Документ вступает в силу со дня его подписания и действует до заключения компаниями «Основных условий поставок газа из России в Китай». В конце декабря 2009 г. «Газпром экспорт» и дочерняя компания CNPC PetroChina подписали соглашение об основных условиях поставок газа из России в Китай, которое определяет базовые коммерческие и технические параметры поставок российского газа китайским потребителям.

Соглашение о расширенных основных условиях поставок российского газа было подписано в сентябре 2010 г. в ходе визита Президента России Д.А. Медведева в Китай. При этом были согласованы основные параметры поставок российского газа в Китай: объем поставок – 30 млрд куб. м с 2015 г. и до 68 млрд куб. м в перспективе, гибкость поставок, точки отбора и условия «бери или плати» (take or pay), – за исключением цены. Именно разногласия по цене являются основной проблемой. Россия настаивала на привязке цены к мировым ценам на нефть, как это имеет место на европейском рынке, а Китай – к внутренним ценам на уголь в Китае.

Соглашения с Китаем предусматривают реализацию двух направлений экспорта – «Запад» (на первом этапе к 2015 г.) и «Восток» (на втором этапе).

Западное направление представлено газопроводом «Алтай», который предполагает поставку российского газа из ЯНАО (Западная Сибирь) в Синьцзян-Уйгурский АО на западе Китая в так называемый стратегический коридор транспортировки

нефти и газа в Китае, где под него предполагается построить газопровод Запад – Восток-3. На территории России западное направление опирается на существующую инфраструктуру добычи газа в ЯНАО.

Восточное направление будет развиваться в рамках реализации Восточной газовой программы, предусматривающей создание Единой системы газоснабжения на востоке России (рис. 8.31). Это направление опирается на газовые ресурсы Сахалина и Якутии. Этот проект может быть реализован после завершения строительства газопроводов Сахалин – Хабаровск – Владивосток (конец 2011 г.) и Якутия – Хабаровск – Владивосток (2015 г.), а также после наращивания добычи в этих регионах до уровня, обеспечивающего не только внутренние потребности, но и экспорт.



Источник: Минэнерго РФ.

Рис. 8.31. Принципиальная схема Единой системы газоснабжения на востоке России

Однако, как уже отмечалось выше, поставки в западные районы Китая столкнутся с конкуренцией со стороны стран Центральной Азии. На запад КНР уже поступает газ из Туркменистана через Казахстан и Узбекистан в обход России. С учетом того что проект западного направления отличается высокой протяженностью (2600 км), высокой стоимостью (порядка 10 млрд долл.), сложными природными условиями, высокими экологическими рисками (строительство через Алтай, включая ряд уникальных природных территорий), рентабельность строительства газопровода «Алтай» при предлагаемых Китаем ценах вызывает значительные сомнения. Также в рамках проекта «Алтай» Китай станет единственным покупателем российского газа, в то время как у него будет много альтернативных поставщиков

наряду с Россией. Это создаст дополнительные риски (возможность при определенных условиях постановки Китаем вопроса о пересмотре условий поставок в выгодную для него сторону).

Естественно, что стремление Китая обеспечить свой рынок максимальным количеством поставщиков (Центральная Азия, Россия, Мьянма, Австралия, Ближний Восток) и тем самым повысить уровень собственной энергетической безопасности вполне понятно и предсказуемо. Понятно также и то, что объемы предстоящих поставок формируются с большим запасом, и не все проекты будут востребованы (возможно, также, что прогнозы потребления природного газа в Китае существенно завышены). В связи с этим не существует твердых гарантий спроса и на российский газ. Кроме того, трудно предсказать и политику Китая в отношении цен на импортный газ (особенно если он будет единственным покупателем). Как следствие, отсутствуют гарантии окупаемости строительства экспортных газопроводов в Китай. Серьезную конкуренцию поставкам трубопроводного газа из России составит также СПГ.

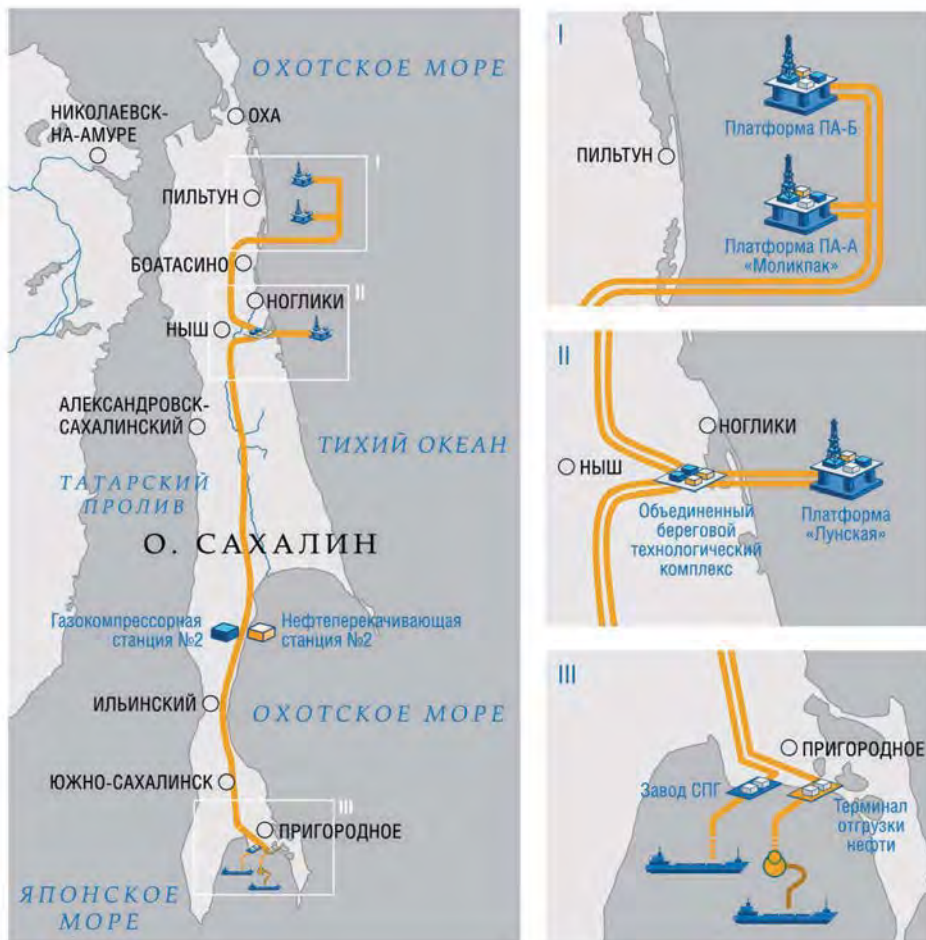
Восточное направление поставок природного газа в этом отношении отличается меньшими рисками (нет конкурирующих газопроводных проектов; существует возможность строительства СПГ-завода для выхода на рынок АТР), но оно не может быть быстро реализовано.

Учитывая вышеизложенное, для смягчения рисков сбыта природного газа напрашивается самое простое решение – целесообразность постановки вопроса о доступе российских поставщиков газа к конечному потребителю. Такой доступ возможен как через совместное российско-китайское предприятие, так и через покупку Газпромом активов компаний китайских газораспределительных сетей, на 100 % являющихся государственными. Проблема лишь в том, что подобный подход пока считается Китаем неприемлемым.

Другим крупным потребителем энергоресурсов в этом регионе является **Япония**. Энергетическое и экономическое сотрудничество с Японией в определенной мере сдерживается политическими проблемами – отсутствием мирного договора и претензиями Японии на южную часть Курильских островов (проблема «северных территорий», в японской терминологии). Однако, несмотря на это, реализуется ряд совместных проектов в энергетике. Крупнейшими из них являются соглашения о разделе продукции (СРП) в рамках проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» (рис. 8.32), в которые входят японские компании и о которых также уже говорилось в предыдущих разделах.

Проект «Сахалин-1», участниками которого являются Exxon Neftegas Limited (30 %, оператор проекта), Роснефть (20 %), индийская государственная нефтяная компания ONG (20 %) и японская Sodeco (30 %), включает в себя шельфовые месторождения Чайво, Одопту и Аркутун-Даги. Коммерческая добыча на Чайво ведется с 2005 года. Компания «Сахалин Энерджи» («Газпром» – 50 % +1 акция, Shell осталось 27,5 % – 1 акция, Mitsui – 12,5 %, Mitsubishi – 10 %) является оператором проекта «Сахалин-2» по освоению Пильтун-Астохского и Лунского месторождений на условиях СРП. С 2008 г. компания перешла на круглогодичную

добычу нефти и газа, а также осуществляет поставки природного газа в поселок Пригородное на завод по сжижению газа (с февраля 2009 г.).



Источник: ОАО «Газпром».

Рис. 8.32. Проект «Сахалин-2»

Основная часть экспортных поставок нефти и СПГ с Сахалина отправляется в Японию (в меньшей степени – в Республику Корею) на основе долгосрочных контрактов (на 20-25 лет); уже законтрактован весь объем будущей добычи. Доля России на рынке СПГ в Японии достигает 7 %, на рынке нефти – до 10 %.

Таким образом, сотрудничество с Японией является далеко не таким тесным и масштабным, как с Китаем, хотя в 1990-2000-е гг. Япония играла большую

роль для России. В частности, она считалась основным рынком для проектов на Сахалине (что реализовалось), для ВСТО (до 2006 г. именовался нефтепроводом Тайшет – Находка), для газопровода Иркутск – Тихий океан, для газопровода от Сахалина до Японии и пр. Значительная часть ожиданий не реализовалась либо реализовалась с большими задержками как по объективным (стагнация потребления энергии в Японии при бурном росте в Китае), так и по субъективным (политические отношения сторон) причинам.

Для сотрудничества с **Республикой Корея** новые возможности для России создает строительство газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» (пуск запланирован на сентябрь 2011 г.) – рис. 8.33. Его протяженность составит 1350 км, производительность на первом этапе – 6 млрд куб. м газа в год с потенциалом повышения до 27,5 млрд куб. метров.

Реализация этого проекта позволит развивать экспортные поставки газа в страны АТР трубопроводным и морским транспортом за счет создания в Приморском крае мощностей по сжижению или сжатию газа (конкретные проекты пока не сформированы) либо строительства газопровода из района Владивостока в Республику Корею.

Однако фундаментальной проблемой для строительства газопровода из района Владивостока в Республику Корею транзитом через КНДР является высокая напряженность на Корейском полуострове, вызванная известными отношениями между двумя Кореями. Представляется, что этот вариант возможен только в рамках пакетной сделки с КНДР и Республикой Кореей, включающей гарантии транзита, гарантии безопасности, северокорейскую ядерную программу и полноценное политическое урегулирование между двумя странами. В противном случае риски проекта будут неприемлемыми.

В целом, если оставить в стороне геополитические сюжеты и соображения глобального социально-экономического характера, мы вынуждены признать, что с выгодами от экспорта нефти и газа все обстоит не так гладко, как нам хотелось бы. По большому счету, пока не получается диверсифицировать каналы экспорта углеводородов, поскольку основным покупателем российских энергоресурсов в Азии выступает Китай, чей прагматизм в вопросах собственного экономического развития и тем более в том, что касается внешнеторговых связей, непробиваем, как железобетонная стена.

Сейчас мы развиваем главным образом трубный экспорт нефти и газа, т.е. делаем то, что умеем. И это естественным образом ограничивает круг потенциальных покупателей. Реальная диверсификация экспорта энергоносителей будет иметь место, если мы выйдем на рынки многих стран АТР, а не только Китая. Но для этого нужно решить целый ряд технически сложных и капиталоемких задач по строительству заводов СПГ и нефтеперерабатывающих мощностей, развитию портовой инфраструктуры, созданию собственного достаточно мощного танкерного флота. Но в любом случае экспорт, не приносящий адекватных прямых экономических выгод, может быть оправдан лишь при условии, что добыча экспортируемых энергоресурсов порождает значительные мультипликативные эффекты в экономике, способствует хозяйственному развитию восточных территорий страны.



Источник: ОАО «Газпром».

Рис. 8.33. Газотранспортная система «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

8.3.3. Динамика цен на энергоносители: циклические колебания и закат нефтяной эпохи

Мировой энергетический рынок и его ядро – фьючерсный нефтяной рынок – все сильнее зависят не от фундаментальных, а от финансовых факторов. Динамика цен обусловлена циклическими колебаниями в мировой экономике и энергетике.

В долгосрочной перспективе цены на нефть будут иметь тенденцию к снижению из-за торможения мирового спроса на углеводороды.

Мировой энергетический рынок обладает сложной отраслевой, территориальной и институциональной структурой. В отраслевом отношении он состоит из группы тесно связанных друг с другом рынков углеводородов (сырой нефти, различных нефтепродуктов, природного газа и продуктов его переработки), рынков угля, ядерного топлива и сырья для его производства и рынка электроэнергии. Территориальная структура этих рынков очень сильно отличается друг от друга. Рынок сырой нефти является глобальным, несмотря на существующие региональные различия. Рынки нефтепродуктов, природного газа, угля и электроэнергии разбиты на региональные и национальные сегменты.

Ядром мирового энергетического рынка является фьючерсный рынок нефти, играющий ключевую роль в ценообразовании и имеющий макроэкономическое значение. В 2000-е гг. фьючерсный нефтяной рынок стал сегментом мировой валютно-финансовой системы. Динамика цен на нефть определяется как фундаментальными факторами спроса и предложения, так и финансовыми факторами. Она является одним из каналов воздействия финансового сектора на реальную экономику, что ярко проявилось в ходе мирового финансового кризиса, начавшегося в 2008 году.

Основой мирового энергетического рынка в настоящее время являются две крупнейшие универсальные биржи, которые торгуют широким спектром энергетических контрактов. Это Intercontinental Exchange (ICE, Лондон) и New York Mercantile Exchange (NYMEX, Нью-Йорк). По сравнению с этими двумя биржами остальные биржи играют относительно подчиненную роль.

Указанные биржи играют в первую очередь информационную, а не собственно торговую роль. Так, объем добычи торгуемого на ICE сорта Brent составляет 300 тыс. баррелей в сутки, или 0,3 % мировой добычи нефти, при этом значительная часть торговли даже этим сортом осуществляется вне биржи. Но уровень цен задается фьючерсным рынком сырой нефти, который косвенно определяет также цены на нефтепродукты и природный газ. Независимы от него в ценообразовании только рынок энергетических углей и урана, а также в определенной степени свободный рынок электроэнергии (на котором торгуется весьма небольшая часть мировой выработки электроэнергии).

Мировой нефтяной рынок является фьючерсным и биржевым только по характеру ценообразования, но не по основной торговой площадке для операций с реальными энергоносителями. На рынках США и Европы в реальной торговле преобладают спотовые и форвардные контракты, а также среднесрочные и долгосрочные контракты, цены которых привязаны к фьючерсным или спотовым ценам.

К настоящему времени произошла практически полная перестройка структуры мирового нефтяного рынка в направлении от долгосрочных контрактов к разовым сделкам с наличной нефтью (рынок «спот»), затем к форвардным и к фьючерсным сделкам с «бумажной» нефтью. После 2003 г. доминирующими на рынке нефти стали финансовые факторы. Нефтяные фьючерсные контракты стали привлекательным финансовым активом для заработка и защиты от рисков инфляции и ослабления доллара, особенно в условиях начала мирового финансового кризиса, который в первой половине 2008 г. еще не охватил реальный сектор экономики («Нефть как последнее прибежище спекулятивного капитала»). Дальнейшее развитие кризиса осенью 2008 г. привело к обвальному падению цен на нефть при выводе спекулятивного капитала с рынка. В таких условиях ОПЕК потеряла контроль над ценами на нефть.

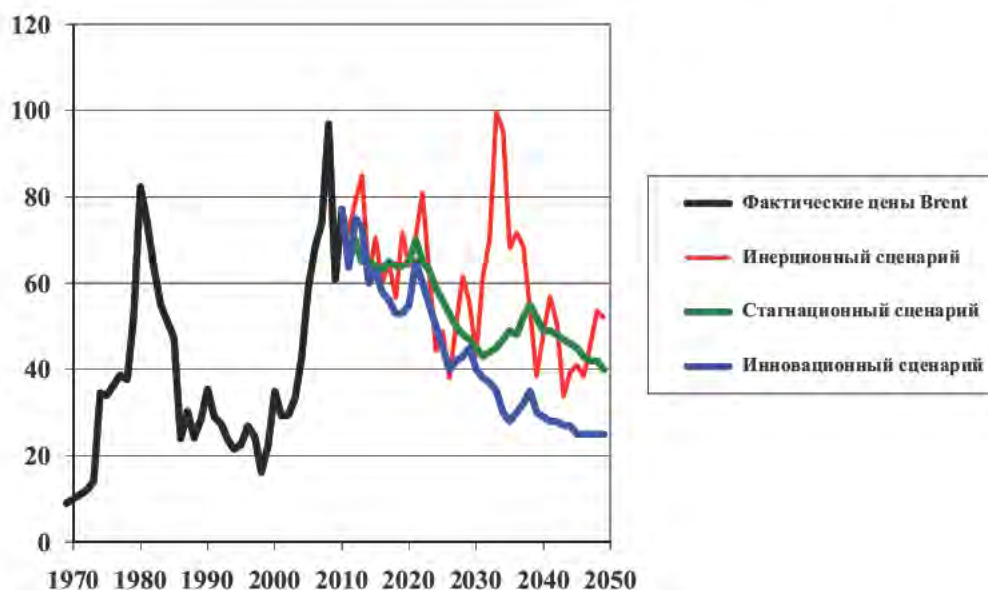
Ежедневный оборот фьючерсных контрактов на биржах NYMEX и ICE в несколько раз превышает мировую ежедневную добычу нефти. Так, летом 2008 г. на NYMEX было открыто в среднем 1883 тыс. фьючерсных контрактов (на 30 % больше, чем годом ранее), а с учетом опционов – более 3 миллионов. Ежедневный оборот торгов достигал 823 тысяч контрактов стоимостью 10,411 млрд долл., что соответствует 823 млн барр. за торговую сессию (1 контракт – 1000 баррелей). Мировая добыча в тот же период составляла «только» 84 млн баррелей в сутки.

Таким образом, при определении мировой цены нефти фундаментальные факторы перестают играть самостоятельную роль и являются значимыми только с точки зрения изменения инвестиционных ожиданий. Формирование на нефтяном рынке мощной группы спекулятивных игроков, не являющихся физическими потребителями нефти, способствовало интеграции фьючерсного рынка нефти с финансовыми и валютными рынками. Поэтому цены на нефть тесно связаны с курсами валют, ставками рефинансирования, доходностью государственных и корпоративных облигаций, фондовыми индексами, уровнем ликвидности финансовой системы в ведущих экономиках мира, а также с темпами роста ВВП и инфляцией в долгосрочной, среднесрочной и краткосрочной перспективе. Характер этого взаимодействия меняется во времени и в зависимости от состояния валютно-финансовой системы. На нефтяном рынке поочередно доминируют фундаментальные, геополитические и финансовые факторы. Особую роль играют взаимосвязи нефтяного рынка с фондовым и валютным рынками.

В долгосрочном периоде мировые цены на нефть подвержены циклическим колебаниям с периодом порядка 30 лет. Схожая циклическая динамика характерна

для всех видов энергетических ресурсов и сырьевых товаров в целом, несмотря на существенные отличия в организации рынка, как между товарами, так и во времени.

Прогноз цен на нефть в Институте энергетической стратегии осуществляется с использованием нейронной модели, с помощью которой удалось предсказать ценовой пик 2008 г., последующий обвал цен и восстановление в 2009 году.¹⁴⁸



Источник: Институт энергетической стратегии.

Рис. 8.34. Ретроспектива и прогноз мировых цен на нефть на период до 2050г., долл. 2009 г. за баррель

Так, согласно прогнозу, в будущем возможны различные траектории цен на нефть (рис. 8.34). В случае развития мировой экономики по инерционному сценарию цикличность цен на нефть сохранится. В 2010-2020-е гг. будет наблюдаться понижательный тренд с высокой волатильностью, а новый максимум будет достигнут около 2035 года. В случае отхода от инерционного сценария либо через активное государственное регулирование (стагнационный сценарий), либо через внедрение инновационных

¹⁴⁸ Подробнее см.: Цены на нефть и структура нефтяного рынка: прошлое, настоящее, будущее. // Приложение к журналу «Мировой рынок нефти и газа». М.: ИАЦ Энергия, 2009; Мировой нефтегазовый рынок: инновационные тенденции / Под ред. д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. Е.А. Телегиной и д.э.н. Ю.К. Шафраника. М.: ИАЦ Энергия, 2008, а также другие публикации Института энергетической стратегии.

технологий (инновационный сценарий) цены на нефть будут испытывать долгосрочную тенденцию к снижению в направлении 40 долл. к 2030 г. (в ценах 2009 г.) и далее. В стагнационном сценарии причина состоит в сжатии спроса, в инновационном – в развитии электромобилей и других альтернативных видов энергоснабжения транспорта.

В среднесрочном периоде мы ожидаем некоторого снижения цен на нефть до уровня около 60 долл. за баррель в 2012-2013 гг., поскольку текущий уровень цен необоснован рыночной ситуацией и является следствием политики количественного смягчения в США и Европе, приводящей к притоку ликвидности на рынок. Продолжающиеся кризисные явления в мировой экономике создают высокую вероятность спада цен на нефть в будущем.

В заключении следует отметить, что на данный момент нет значимых предпосылок для того, чтобы ситуация, при которой цена на нефть, приобретя волатильность финансовых рынков, остается нестабильной, изменилась. Спекуляция на рынке нефтяных фьючерсов генерирует легкую прибыль для важных секторов, в первую очередь американской экономики. Разговоры об ограничении деятельности спекулянтов ведутся на разных уровнях, но чаще всего не доходят до реальных действий властей.

Сказать, превратится ли снова нефть в товар, цена на который определятся фундаментальным законом спроса и предложения, пока однозначно нельзя. Созданию текущей ситуации предшествовали многие годы развития нефтяной отрасли. Во многом ситуация на нефтяном рынке зависит от того, долго ли смогут платить потребители столь высокую цену за сырье. Однако неверно утверждать, что для США, крупнейшего потребителя нефти в мире и основного финансового регулятора, высокие цены на нефть однозначно вредны. Американские нефтегазовые компании генерируют большую прибыль, разработка месторождений с высокой себестоимостью добычи становится рентабельной, кроме того, на уровень окупаемости выходят даже дорогие проекты по развитию возобновляемой энергетики.

Тенденции мирового энергетического развития последних лет показывают, что геополитика становится все более значимым фактором в развитии энергетики, и Россия должна быть к этому готова.

На смену энергетическому глобализму 1980-х – 2000-х гг. пришла тенденция к региональному энергетическому самообеспечению крупнейших стран и регионов мира. Регионализация энергетики напрямую отражается на энергетических стратегиях основных игроков на мировой энергетической карте мира – США, Европы и Китая.

Сланцевая революция в США уже изменила геополитическую ситуацию в энергетике, переориентировав поставки СПГ с Ближнего Востока, изначально предназначенные для США, на Европу.

Ключевой геополитической целью Европы является диверсификация направлений импорта энергоресурсов, главным образом газа. Еврокомиссия поддерживает все газотранспортные инициативы, которые бы позволили ей снизить зависимость от России.

Главный узел столкновения геополитических интересов России и Европы в этой связи – Южный транспортный коридор энергоснабжения Европы. От того, какой газотранспортный проект (Набиссо или «Южный поток») будет реализован быстрее, напрямую зависит будущая роль России в газобеспечении европейских стран.

Китай стремится к энергетическому самообеспечению и минимизации зависимости от какого-либо одного доминирующего поставщика энергоносителей извне. На пути к реализации своей цели эта страна уже законтрактовала существенные объемы центральноазиатского газа и ведет трудные переговоры с Россией о поставках российского голубого топлива по западному и восточному коридорам.

Главная геополитическая интрига в отношениях России и Китая – это вопрос цены российского газа и отношений со странами Центральной Азии, которые обладают значительным ресурсным потенциалом, в котором нуждается и Россия, и Китай, и Европа.

Наконец, существенным геополитическим фактором становится динамика мировых цен на нефть, которая отличается в последние годы не только высокими значениями, но и крайне высокой волатильностью.

Текущие нефтяные котировки находятся на спекулятивно завышенном уровне, в дальнейшем неизбежно их падение. Вопрос лишь в том, когда это случится.

Таким образом, российская экономика и энергетика остро нуждаются в уходе от чрезвычайно высокой зависимости экономики от экспорта нефти.

Для мировой энергетической системы Россия должна стать не ее сырьевым придатком, каким она по большей части сейчас является, а страной энергетических инноваций, экспортирующей энергетические услуги и технологии.

При этом геополитическое значение России должно существенно возрасти, поскольку будущее глобальных мировых игроков определяется не столько контролем над природными богатствами, сколько обладанием эффективными технологиями их использования.

8.4. Энергоэффективность России и мира: чем обусловлены различия и насколько они велики?

К числу основных проблем развития мировой энергетики, помимо наращивания энергетического спроса и его удовлетворения за счет традиционных и нетрадиционных источников энергии и развития транспортной инфраструктуры, следует отнести также и повышение эффективности энергопроизводства и энергопотребления.

Показатель энергоэффективности зависит от структуры экономики, энергоемкости ее отраслей, технологического и организационного энергосбережения, сокращающего расход энергии на единицу выпускаемой продукции. А энергосбережение, в свою очередь, является одним из важнейших факторов обеспечения экологических требований по снижению выбросов в окружающую среду вредных отходов и парниковых газов, образующихся при сжигании топлива. Поэтому проблемы энергоэффективности и экологизации энергетики становятся все более актуальными в системе «природа – общество – человек».

Сегодня общепринятым является такой показатель развития экономики, как ее энергоемкость, измеряемая в тоннах нефтяного эквивалента на доллар ВВП и дающая возможность связать потребление энергии с его основным фактором – экономическим ростом. Показатель энергоемкости ВВП дает возможность сравнить энергетические затраты на один доллар произведенного экономического благосостояния.

8.4.1. Энергоемкость ВВП в России и ведущих странах мира: отрыв велик, но он сокращается

Высокая энергоемкость ВВП России в сравнении с другими странами – одна из ключевых экономических проблем.

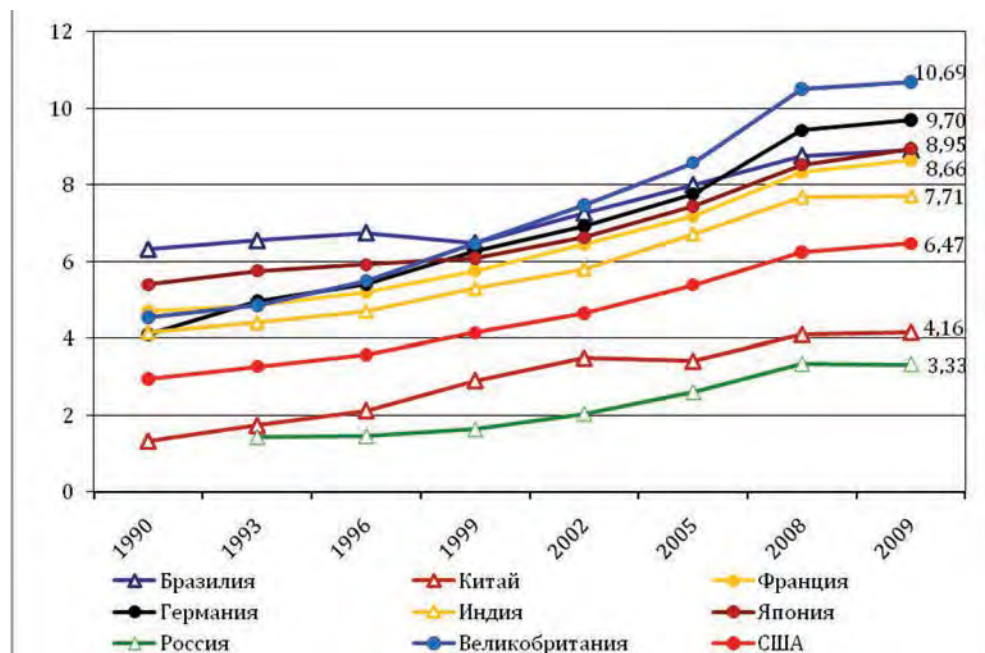
В 1990-е гг. она возростала по сравнению даже с высоким советским уровнем из-за опережающего спада в менее энергоемких отраслях, а в 2000-е гг. снижалась из-за опережающего роста в них.

В итоге она существенно снизилась по сравнению с уровнем 1990 года. В перспективе снижение энергоемкости продолжится, но выход на уровень развитых стран до 2030 г. невозможен.

Мировые тенденции в развитии энергоэффективности свидетельствуют, что за последние 30 лет, и особенно после 2000 г., энергоемкость мировой экономики снизилась в 2 раза (за последние 5 лет – на 25 %).

Российская же экономика оказывается существенно менее энергоэффективной. Поэтому увеличение показателя энергоэффективности российской экономики является одной из важнейших задач в процессе модернизации и инновационного развития. Такая позиция прослеживается и в Энергетической стратегии России (ЭС-2030). Особенно следует отметить Указ Президента РФ «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» (от 04.06.2008 г.) и Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» (от 23.11.2009 г.).

Россия обладает наименьшими показателями энергоэффективности не только среди развитых стран, но даже среди стран БРИК, для которых характерен энергоемкий тип ускоренного индустриального развития (рис. 8.35).



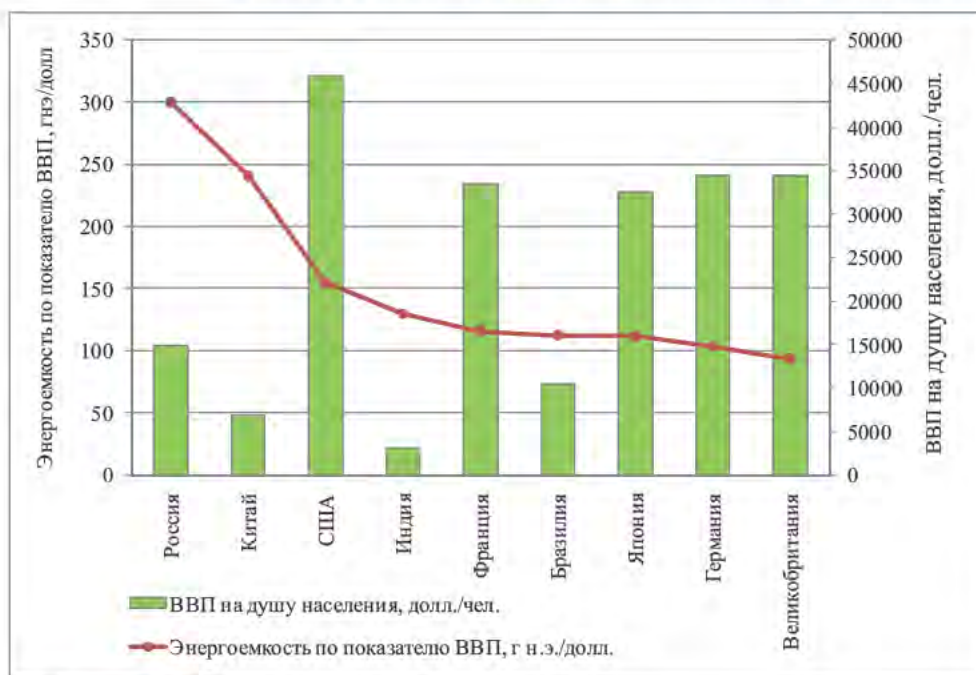
Источник: МВФ, BP Statistical Review of World Energy 2010, расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 8.35. Сравнительная динамика энергоэффективности экономик различных стран по показателю ВВП (по ППС), тыс. долл./т н. э.

С 1990 по 2009 г. энергоэффективность экономик большинства стран мира в целом росла. При этом у развитых европейских стран темпы роста энергоэффективности были сравнительно более высокими, чем в развивающихся странах. Так, в Германии показатель энергоэффективности экономики за этот период возрос в 2,4 раза, а в Великобритании – в 2,3 раза. При этом в Индии он возрос в 1,9 раза, а в Бразилии – в 1,4 раза.

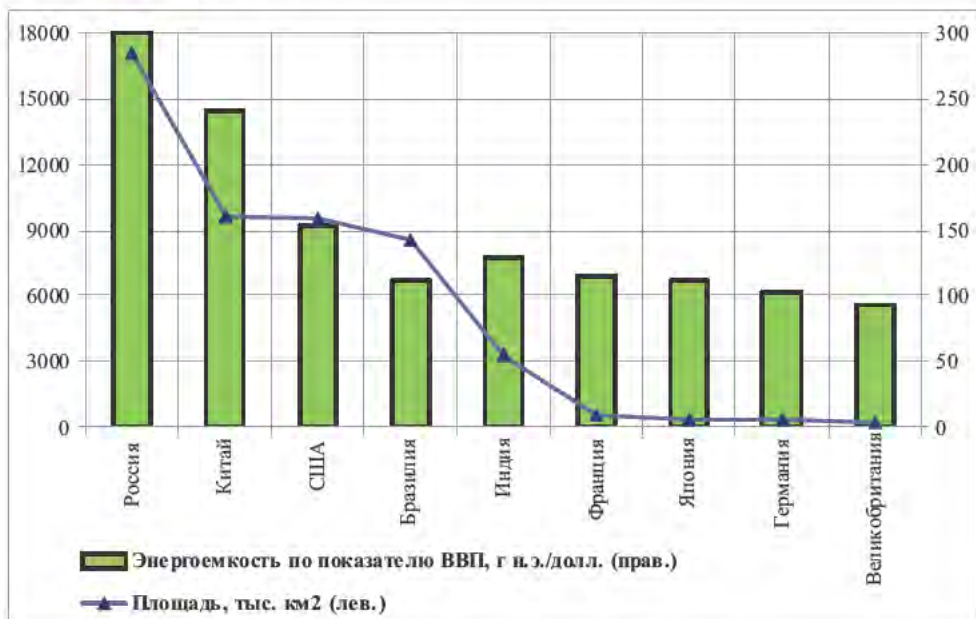
Рост энергоэффективности экономик развитых странах был обеспечен главным образом интенсивными мерами по энергосбережению и, как следствие, сокращением темпов роста потребления энергоресурсов.

В России, так же как в Китае, темпы роста энергоэффективности экономики тоже были достаточно высокими, что объясняется главным образом более быстрой динамикой экономического роста, которая существенно опережала объем потребляемых в стране энергоресурсов. Так, в Китае энергоэффективность за период с 1990 по 2009 г. возросла в 3,1 раза, а в России – в 2,3 раза.



Источник: МВФ, BP Statistical Review of World Energy 2010.

Рис. 8.36. Сравнение показателей ВВП на душу населения с энергоёмкостью по показателю ВВП (на 2009 г.), г.н.э./долл.



Источник: CIA World Factbook, BP Statistical Review of World Energy 2010.

Рис. 8.37. Сравнение показателей площади территории стран с энергоёмкостью по показателю ВВП (на 2009 г.), долл./чел., г.н.э./долл.

8.4.2. Факторы различий в энергоемкости ВВП России и мира

Около 80 % разницы в энергоемкости ВВП России и развитых стран объясняется природными и структурными факторами, но, по меньшей мере, 20 % – технологическими и организационными причинами.

Поэтому снижение энергоемкости может стать важным следствием и стимулом экономической модернизации.

Россия – страна с самой большой в мире территорией, много населенных пунктов страны расположено в одних из наиболее холодных районов мира. Россия занимает второе место в мире по показателю самых низких средних температур воздуха. Российская экономика – одна из крупнейших экономик мира с преобладанием энергоемкой промышленности. Именно за счет этих факторов российская экономика – одна из наиболее энергоемких в мире.

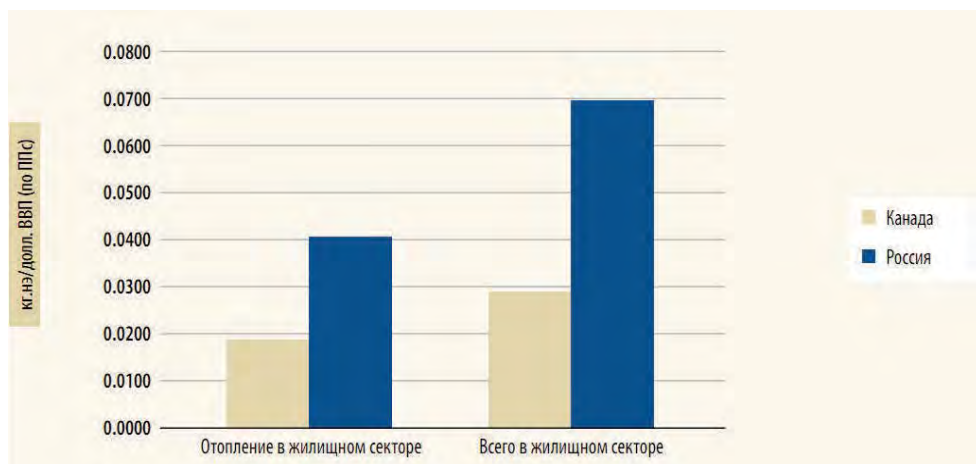
Между тем даже совокупность всех этих моментов объясняет только порядка 80 % существующих различий в уровне энергоемкости. Другими словами, в России потребление энергоресурсов примерно на 20 % выше, чем в странах со схожими характеристиками (территорией, климатическими условиями, структурой промышленности, уровнем дохода). Уровень развития и уровень жизни в стране являются одними из главных факторов, определяющих энергоемкость экономики: как правило, чем уровень развития выше, тем энергоемкость экономики меньше.

Основным показателем, характеризующим уровень жизни, является ВВП на душу населения. На рис. 8.36 представлено сравнение этого показателя с энергоемкостью экономики. Так, развитые страны, такие как Франция, Германия, Великобритания, Япония, имеют сравнительно низкие показатели энергоемкости при высоких значениях подушевого ВВП. А у таких развивающихся стран, как Индия, Китай, Бразилия и Россия, ситуация обратная: при сравнительно высоких показателях энергоемкости подушевое ВВП значительно меньше, чем в развитых странах. При этом заметим, что уровень энергоемкости в России выше, чем в странах с близким по значению показателем ВВП на душу населения.

Большая территория России также влияет на уровень ее энергоемкости. На рис. 8.37 показана корреляция между размерами территории отдельных стран и их уровнями энергоемкости. Так, в частности, в США, несмотря на высокий показатель подушевого ВВП (рис 8.36), энергоемкость экономики тоже велика (в сравнении с другими развитыми странами). На эту относительно высокую энергоемкость США влияет именно территориальный фактор.

Климатические условия, в частности температура воздуха, также могут объяснить некоторую долю российской энергоемкости. Как известно, Россия является одной из самых холодных стран в мире, и значительная часть населения страны живет в гораздо более холодных районах, чем население других стран, расположенных в тех же широтах.

Несомненно, холодный климат требует большего количества энергии. Будучи одной из самых холодных стран, Россия также является одной из самых энергоемких, однако зависимость между температурами воздуха и энергоемкостью прослеживается не во всех странах. В частности, в Канаде, где средние температуры воздуха ниже, чем в России, энергоемкость намного ниже. Так как по показателю среднегодовой температуры воздуха России ближе всего приходится Канада, целесообразно провести сравнение этих стран с точки зрения энергоемкости, в особенности в жилищном секторе и в отношении использования тепловой энергии. Это сравнение представлено на рис. 8.38. Видно, что аналогичные показатели в России выше, чем в Канаде, более чем в два раза. Это говорит о наличии неэффективной стратегии потребления энергоресурсов в России, в частности в жилищном секторе.



Источник: World Bank Group.

Рис. 8.38. Показатели энергоемкости энергопотребления и отопления в жилищном секторе в России и Канаде

В то же время сравнительная оценка энергоэффективности исключительно по показателю отношения ВВП к потреблению энергоносителей не является полностью адекватной. Так, по этому показателю наиболее высокая энергоэффективность наблюдается у ряда африканских стран с чрезвычайно низким уровнем как ВВП, так и потребления энергии. С точки зрения учета объема использованных ТЭР следует учитывать не только потребление энергоресурсов внутри страны, но и экспорт, который также вносит вклад в формирование ВВП. Поэтому зачастую энергоэффективность стран – экспортеров энергоносителей оказывается ниже, чем следует из отношения внутреннего потребления к ВВП.

Тем не менее, оценка энергоэффективности только по величине ВВП не вполне корректна, поскольку сам параметр ВВП не может рассматриваться как полноценный интегральный индикатор социально-экономического развития и качества жизни. Более полная оценка может быть получена, если рассматривать отношение величины национального богатства и его составляющих, в том числе социально-производственного и человеческого капитала, к величине используемых энергоресурсов и потреблению конечных энергетических продуктов.

Величина национального богатства в отличие от ВВП является более полной характеристикой и качества жизни населения, которое характеризуется не только экономическими, но и нематериальными составляющими, в т.ч. экологией, уровнем жизненного потенциала населения (произведением рождаемости на ожидаемую продолжительность жизни), уровнем социальной организации общества. Именно эти факторы во многом определяют уровень развитости общества и возможности его устойчивого развития.

В этом случае энергоэффективность в рамках комплексного подхода является процессом устойчивого повышения совокупного национального богатства и совокупного энергетического потенциала. Такой подход является существенно более содержательным и глубоким, чем классический показатель энергоэффективности по отношению производства ВВП к потреблению первичной энергии, который отличается эконоцентричностью и игнорирует природные и социальные факторы развития цивилизации.

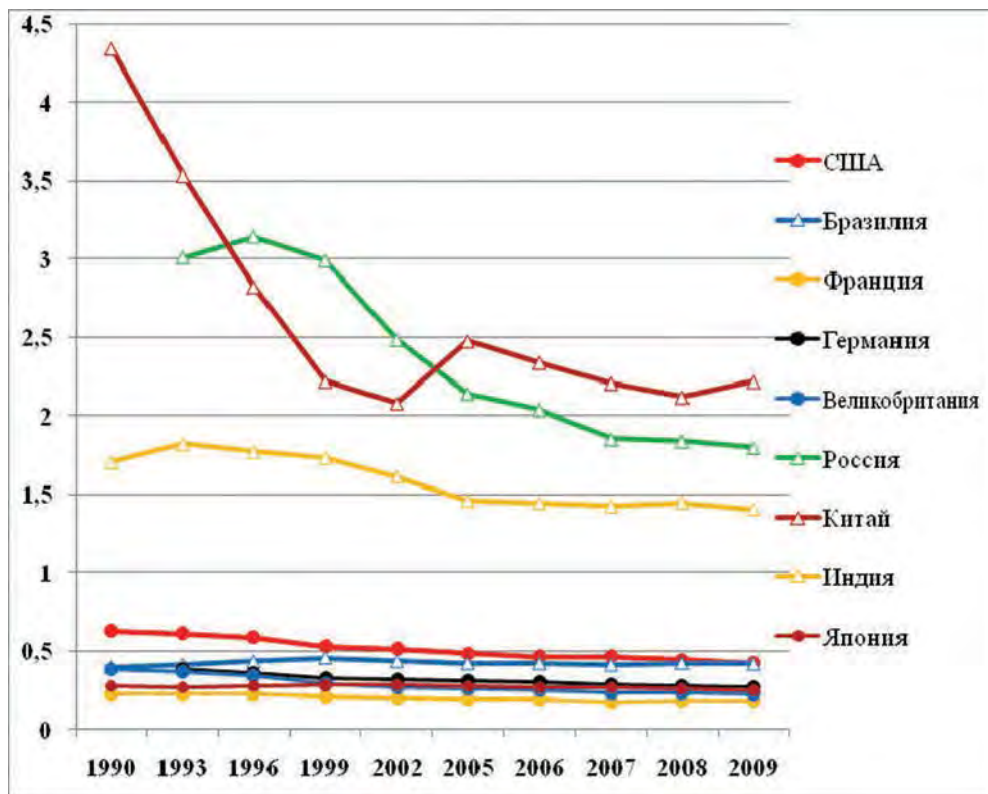
8.4.3. Выбросы CO₂ в энергетике: как не стать «ископаемым дня»

Показатели энергоемкости экономики тесно связаны с экологическим аспектом использования энергоресурсов.

Энергетика наряду с транспортом играет решающую роль в глобальной эмиссии парниковых газов. Рост выбросов парниковых газов вследствие сжигания органического топлива в ближайшие десятилетия практически неизбежен.

На протяжении всего XXI в. концентрация парниковых газов в атмосфере будет возрастать. Однако конкретные величины этих изменений зависят от принимаемых политических решений и направления экономического развития.

На фоне других стран по показателю карбооемкости российская экономика заметно выделяется. Так, по состоянию на 2008 г. большая, чем в России карбооемкость экономики была характерна только для Китая. Карбооемкость большинства наиболее развитых экономик мира была в среднем в 4,5 раза меньше, чем в России (рис. 8.39).



Источник: ЕИА.

Рис. 8.39. Сравнительная динамика карбооемкости экономик различных стран по показателю ВВП (по ППС), т/тыс. долл.

В настоящее время международные соглашения по ограничению выбросов парниковых газов (Киотский протокол) и в особенности национальные ограничения, квоты и нормы выбросов являются важным фактором технологического развития энергетики и должны учитываться при долгосрочном прогнозировании развития энергетики России и мира.

Так, согласно нормам Киотского протокола, с 2008 по 2012 г. совокупные выбросы парниковых газов в развитых индустриальных странах должны быть сокращены на 5 % по сравнению с уровнем 1990 года. Этот показатель отличается в зависимости от стран, при этом не установлено отраслевого распределения сокращения выбросов. Этот вопрос, так же как и распределение квот на национальном уровне, оставлен в компетенции национальных правительств, при условии равенства для всех предприятий при распределении квот.

Неравномерность требований Киотского протокола отражает объективно различную роль разных стран мира в глобальной эмиссии парниковых газов. В настоящее время в среднем в мире годовые выбросы CO₂ на душу населения составляют 3,9 т, в США – 20,5 т, в Западной Европе – 7,5 т, в России – 10,2 т, в Китае – 2,4 т, в Индии – 0,9 т. Киотский протокол ориентирован на снижение глобальной эмиссии парниковых газов и допускает определенную степень свободы на национальном уровне.

Российская Федерация еще в 1994 г. ратифицировала рамочную Конвенцию ООН об изменении климата (РКИК), а в 1999 г. Правительство Российской Федерации подписало Киотский протокол к РКИК. В соответствии с Киотским протоколом Россия взяла на себя и с успехом выполняет количественные обязательства по ограничению выбросов парниковых газов (не выше уровня 1990 г. к 2012 г.).

Однако ход времени и современные реалии изменения климата планеты, а также взятый страной курс на развитие инновационной и энергоэффективной экономики требуют ужесточения климатической политики в стране, что нашло свое отражение и в задачах ЭС-2030, согласно которым объемы выбросов парниковых газов к 2030 г. могут превысить показатели 1990 г. не более чем на 5-10 % при максимально благоприятных условиях для развития экономики и энергетики страны.

Учитывая, что в настоящее время объем выбросов парниковых газов не превышает 70 % от уровня 1990 г., очевидно, что в будущем абсолютные показатели по объемам выбросов будут расти. Это объективный процесс, связанный с повышением уровня жизни населения страны и сопутствующий ее экономическому росту. Вместе с тем удельные показатели выбросов на единицу произведенной продукции будут сокращаться, что должно свидетельствовать о реализации выбранного курса на повышение энергоэффективности российской экономики при сохранении высоких темпов экономического роста, необходимых для повышения качества жизни населения страны.

В энергоэффективном сценарии развития экономики России, заложенном в ЭС-2030, ожидается стабилизация выбросов парниковых газов после 2020 г. в пределах 78-80 % от уровня 1990 года. В благоприятном сценарии, наоборот, эмиссия парниковых газов продолжит быстро увеличиваться и достигнет уровня 1990 г. уже в 2025 г., а к 2030 г. превысит его почти на 5-10 %.

Вместе с тем практическое значение Киотского протокола в снижении эмиссии парниковых газов невелико. В период с 1997 до 2010 г. он должен был привести к снижению роста глобальной эмиссии парниковых газов на 1 процентный пункт, с 41 до 40 %, при условии его выполнения всеми сторонами,

однако этого не произошло.¹⁴⁹

Вместе с тем Киотский протокол позволяет создать механизмы международного регулирования эмиссии парниковых газов и других загрязняющих веществ для нового международного соглашения 2013 г., которое должно прийти на смену Киотскому протоколу. Очевидно, что без принятия нового юридически обязывающего международного соглашения об ограничении выбросов парниковых газов проблему растущей карбоноёмкости мировой экономики решить не удастся. В этой связи Россия, несмотря на формальное выполнение требований Киотского протокола, главным образом за счет структурной перестройки советского энергорасточительного экономического наследия в пользу менее энергоемких отраслей сферы услуг в 1990-2000-е гг., должна быть готова к ужесточению собственной климатической политики, поскольку новое соглашение будет, очевидно, намного более жестким, чем его предыдущие аналоги.

Несмотря на то что в последние годы энергоемкость ВВП России снизилась более чем на треть, Россия продолжает оставаться одной из самых энергоемких экономик мира.

Отчасти это объясняется суровыми природно-климатическими условиями России. Однако энергоемкость ВВП стран, расположенных в схожих географических условиях (Канада, Финляндия, государства Скандинавии), оказывается, в среднем, в 2 раза ниже общероссийской.

Другой объективной причиной высокой энергоемкости российской экономики являются особенности размещения на обширной территории страны населения и промышленных предприятий, обслуживаемых протяженными транспортными

¹⁴⁹ Как отмечено в одной из наших работ, с 1992 г. – года подписания в Рио-де-Жанейро рамочной Конвенции ООН об изменении климата – по 1998 г. Россия снизила выбросы парниковых газов (вернее – CO₂ от сжигания топлива) более чем на 573,5 млн т CO₂. За тот же период (1992-1998 гг.) выбросы CO₂ Европейским союзом практически не изменились (рост всего на 1,9, % или на 61 млн т), хотя по отдельным странам Союза ситуация различна. В то же время выбросы CO₂ Соединенными Штатами Америки выросли на 529 млн т, или на 11%. Практически в 1,5 раза увеличила выбросы Республика Корея (почти на 100 млн т CO₂), нарастили их и другие страны – подписанты Киотского протокола к Конвенции (в том числе Австралия, Канада и Япония – почти по 50 млн т каждая). Эти тенденции продолжились и в последующие годы. В результате к 2000 г. доля России в мировых выбросах CO₂ от сжигания органического топлива снизилась до 6,5% против 10,9% в 1990 г. и составила в 2004 г. 5,7%. Таким образом, все 1990-е гг. лишь Россия и государства, образовавшиеся на территории СССР, а также бывшие социалистические государства Центральной Европы реально снижали выбросы CO₂, причем это снижение произошло за счет экономического спада, кризиса и всех тех тяготей и невзгод для населения, которые сопровождали этот кризис. Иными словами, лишь страны с переходной экономикой делом, а не словом ответили, пусть и не вполне осознанно, на решения Конвенции Рио. Подробнее см. Мастепанов А.М. Топливно-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития (справочно-аналитический сборник в двух томах). Изд. 4-е, переработанное и дополненное. М.: ИАЦ «Энергия», 2009.

коммуникациями, а также сложившейся структурой национальной экономики с преобладанием энергоемких отраслей тяжелой промышленности.

В этой связи повышение энергетической эффективности экономики, выраженное через снижение удельной энергоемкости ВВП страны, является важнейшим стратегическим ориентиром государственной энергетической политики, без достижения которого энергетический сектор будет неизбежно сдерживать социально-экономическое развитие страны.

Здесь также следует подчеркнуть, что речь именно об энергоэффективном, а не энергосберегающем развитии, характерном для большинства стран современной Европы.

Принципиальное различие состоит в том, что энергосберегающее развитие ориентировано главным образом на снижение абсолютных объемов энергопотребления при нулевом или весьма умеренном росте экономики.

Энергоэффективное развитие же не исключает роста абсолютных объемов потребления энергии как неизбежного следствия ускоренного экономического роста и повышения качества жизни населения, однако удельные величины потребления энергии на единицу произведенного продукта (ВВП или национального богатства) при этом неуклонно снижаются.

Энергоэффективное развитие неразрывно связано с инновационным обновлением экономики и энергетики. Без инноваций нет энергоэффективности, равно как и без энергоэффективности нет смысла говорить об инновациях.

Экологические технологии, направленные на снижение выбросов парниковых газов, также способны стать локомотивом роста глобальной экономики. Ключевая концепция бизнеса последних лет «low cost» (низкие издержки) сегодня уступает место новой парадигме – «no waste» (без отходов).

И нам необходимо уже сегодня начать делать первые практические шаги на пути энергоэффективного развития российской энергетики.

Только в этом случае Россия сохранит за собой статус великой энергетической державы, главным энергетическим капиталом которой будут не столько природные богатства, сколько энергетические технологии будущего, основанные на постоянном инновационном обновлении и повышении энергоэффективности.

РЕЗЮМЕ к разделу 8

Ретроспективный анализ различных аспектов эволюции положения России в мировой экономике и энергетике показал, что России необходимо перейти от опоры на природные ресурсы и сырьевой экспорт как основы позиций страны в мировой энергетике к опоре на технологическое лидерство в энергетике.

Эта задача взаимосвязана с модернизацией и инновационным развитием

российской экономики, что является обязательным условием успешного внутреннего развития и обеспечения достойного и устойчивого положения России в мировой экономической и энергетической системе на долгие годы вперед.

В рамках модернизации российской экономики абсолютно необходима диверсификация направлений поставок российских энергоносителей и повышение доли энергетической продукции с высокой добавленной стоимостью в структуре российского экспорта.

Место России в мировой экономике и энергетике в будущем решающим образом зависит от сценария развития российской экономики.

В случае успешного проведения необходимых структурных и институциональных преобразований Россия может стать одной из лидирующих стран мира.

В случае консервации сложившейся неэффективной производственной структуры роль России в мире неизбежно будет снижаться по мере снижения значимости сырьевого сектора.

РАЗДЕЛ 9. ШАГИ ИЗ ПРОШЛОГО В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ БУДУЩЕЕ

В заключение настоящей работы представляется целесообразным рассмотреть четыре вопроса.

1. Необходимо резюмировать взаимодействие между развитием экономики и энергетики в 1990-2010-2030 гг. – динамику экономического роста, структуры экономики, институтов в экономике и энергетике, доли ТЭК в экономике.

2. Следует проанализировать ключевые сквозные тренды в экономике и энергетике, которые наблюдались в 1990-2010 гг. и ожидаются в перспективе 2011-2030 годов. Это позволит определить место современности (периода вокруг 2010 г. – с мирового кризиса 2008-2009 г. до полного восстановления около 2013 г.) в развитии России.

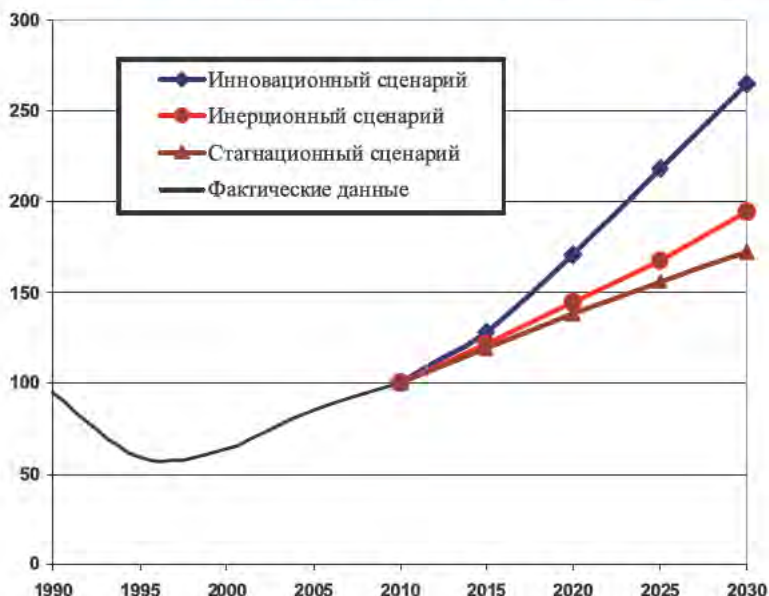
3. Нужно рассмотреть долгосрочные тенденции развития мировой энергетики (на период до 2050 г.), чтобы обрисовать дальнейшую перспективу. Это особенно актуально в связи с ожидаемыми глубокими сдвигами в мировой энергетике: хотя до 2030 г. не ожидается радикальных сдвигов в ТЭБ, но после 2030 г. будет пройдена точка невозврата в переходе к новому энергетическому укладу. Эта перспектива должна учитываться уже в настоящее время, чтобы стратегия развития энергетики России не оказалась тупиковой.

4. Наконец, будут рассмотрены ключевые шаги, которые необходимо предпринять для модернизации экономики и энергетики России. Они должны формироваться на основе долгосрочных тенденций развития экономики и энергетики России и мира, но в то же время должны быть достаточно конкретными.

9.1. От трансформационного спада к восстановительному росту: открыт ли путь дальше?

Долгосрочные тенденции развития экономики России в 1990-2010-2030 гг. описывают переход от плановой экономики к рыночной и дальнейшую экономическую модернизацию.

Валовой внутренний продукт России в ходе кризиса 1990-х гг. сократился почти на 50 %, но к 2006 г. полностью восстановился, а затем превысил докризисный уровень (рис. 9.1). Вместе с тем, необходимо отметить, что сопоставление показателей ВВП при смене экономической системы не является вполне корректным. Несмотря на спад ВВП в 2009 г. (в 2010 г. докризисный уровень ВВП не был достигнут), он оставался выше 1990 года.

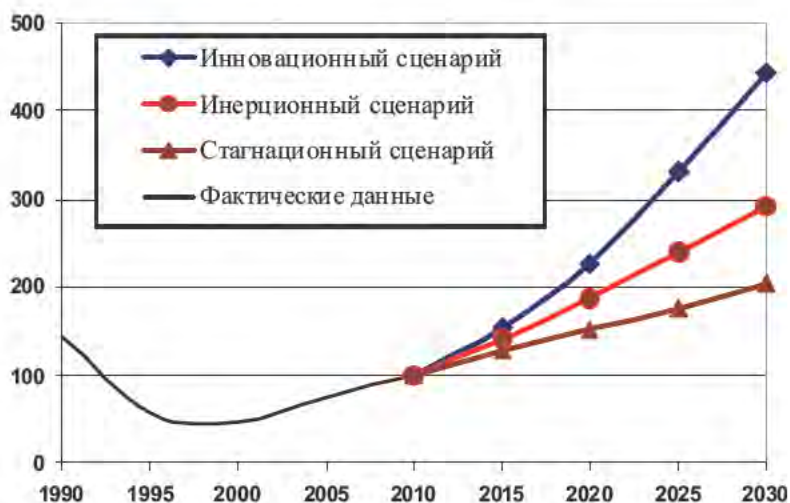


Источник: Институт энергетической стратегии, ИНЭИ РАН.

Рис. 9.1. Фактическая и ожидаемая динамика ВВП России в 1990-2010-2030 гг. (2010 г. = 100 %)

В перспективе 2011-2030 гг. рост ВВП продолжится, но его темпы сильно зависят от сценария развития экономики. В стагнационном сценарии ВВП к 2030 г. вырастет по сравнению с уровнем 2010 г. приблизительно на 70 % (среднегодовые темпы снижаются с 4 % до 2 % по мере истощения потенциала сырьевого сектора). В инерционном сценарии ВВП возрастет в 1,9-2,0 раза (среднегодовые темпы снижаются с 4,5 % до 2,5 % по тем же причинам, но при благоприятных внешних условиях). Наконец, в инновационном сценарии (или «сценарии модернизации») ВВП к 2030 г. может возрасти в 2,7-2,8 раза (среднегодовые темпы снижаются с 6 % до 4,5 % по мере использования потенциала ускоренной модернизации). Для реализации инновационного сценария уже в 2010-е гг. необходимо провести целый комплекс сложных структурных реформ, направленных на резкое повышение эффективности государства как организатора экономического роста. К сожалению, в настоящее время тенденции развития не способствуют реализации инновационного сценария: этому препятствует коррупция, неэффективность государства, отсутствие реалистичной программы развития.

Инвестиции в ходе кризиса 1990-х гг. падали опережающими темпами по отношению к ВВП и к 1998 г. составили только 25 % от уровня 1990 г. (рис. 9.2). Норма инвестиций в ВВП упала с 35 % во второй половине 1980-х гг. до уровня менее 20 %. В 2000-е гг. начался опережающий рост инвестиций по отношению к ВВП, но до настоящего времени уровень 1990 г. не достигнут. При этом нужно отметить, что эффективность инвестиционных вложений в советское время была низкой, и эта проблема частично сохраняется до настоящего времени.



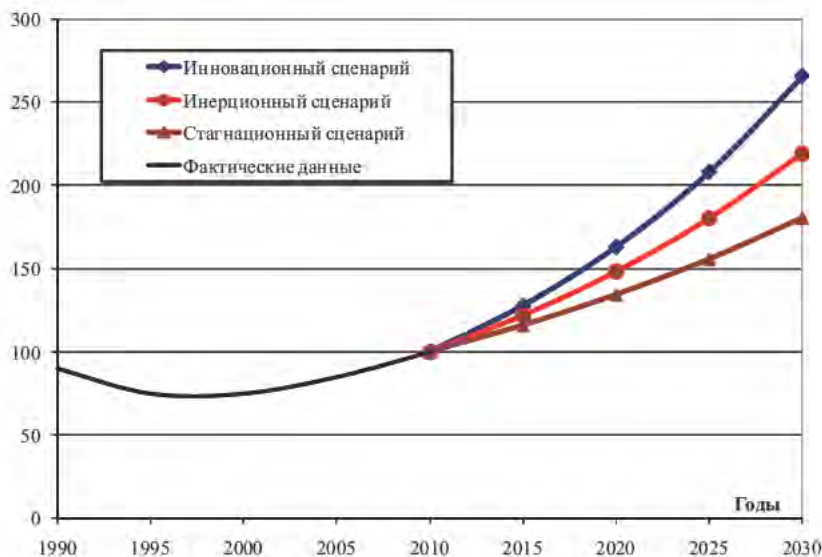
Источник: Институт энергетической стратегии, ИНЭИ РАН.

Рис. 9.2. Фактическая и ожидаемая динамика инвестиций в России в 1990-2010-2030 гг. (2010 г. = 100 %)

В перспективе 2011-2030 гг. темпы роста инвестиций во всех сценариях будут опережать темпы роста ВВП, поскольку без усиления инвестиционной составляющей невозможно не только модернизация, но и простое поддержание существующей инфраструктуры, которая сильно изношена и требует массовой замены основных фондов. В стагнационном сценарии инвестиции к 2030 г. вырастут по сравнению с уровнем 2010 г. в 2 раза, незначительно опережая рост ВВП (доля инвестиций в ВВП возрастет примерно в 1,2 раза, что недостаточно для модернизации экономики). В инерционном сценарии инвестиции возрастут в 2,9 раза, опережая рост ВВП в 1,5 раза, но основная масса инвестиций будет направлена в добывающие и базовые отрасли промышленности, при этом свободный инвестиционный ресурс других отраслей будет недостаточен. Наконец, в инновационном сценарии (или «сценарии модернизации») инвестиции к 2030 г. вырастут в 4,5 раза (среднегодовые темпы снижаются с 9 % до 6 %), опережая рост ВВП в 1,67 раза. Соответственно, доля инвестиций в ВВП достигнет примерно 35 %, что соответствует показателям интенсивно модернизирующихся азиатских экономик. Таким образом, для реализации инновационного сценария необходимо резкое повышение инвестиционной активности, а для этого – улучшение инвестиционного климата и создание мощной внутренней финансовой базы для инвестиций за счет высокой нормы накопления и развития соответствующих банковских и небанковских институтов.

Динамика **доходов населения** в 1990-е гг., в отличие от инвестиций, была более благоприятной, чем динамика ВВП (рис. 9.3). Глубина падения не превышала 25 %, а в 2000-е гг. доходы населения росли ускоренными

темпами¹⁵⁰. В результате уже к 2010 г. они существенно превысили докризисный уровень, как и оборот розничной торговли. Вместе с тем на фоне роста потребления товаров и услуг менее благоприятная динамика наблюдалась по многим параметрам качества жизни, начиная с состояния жилого фонда и до состояния систем образования и здравоохранения.



Источник: Институт энергетической стратегии, ИНЭИ РАН.

Рис. 9.3. Фактическая и ожидаемая динамика доходов населения России в 1990-2010-2030 гг. (2010 г. = 100 %)

На период 2011-2030 гг. официальные документы закладывают некоторый опережающий рост доходов населения по отношению к ВВП, хотя разница не столь велика, как в 2000-е годы. Реалистичность таких положений вызывает определенные сомнения. На стадии ускоренной модернизации необходима, во-первых, высокая норма инвестиций и накопления, а во-вторых – опережающий

¹⁵⁰ Однако за этой динамикой скрывается колоссальное, невысказанное для развитых стран имущественное расслоение. Вот только несколько примеров, характеризующих его: 50 лет нужно поработать рядовому сотруднику Норникеля, чтобы получить эквивалент месячного вознаграждения члена правления этой компании. Или: среднемесячные вознаграждения рядового сотрудника ТрансКредитБанка в 2009 г. были в 2630 раз (!) меньше, чем среднемесячное вознаграждение топ-менеджеров банка – членов совета директоров или правления (РБК, № 7, 2010, С. 76). А ведь сотрудники Норникеля и ТрансКредитБанка – далеко не самые низкооплачиваемые в России. Что же тогда говорить о десятках миллионов рабочих и служащих других предприятий и организаций в стране, где средняя зарплата немного больше 20 тыс. руб./мес., притом что зарплаты до 45 тыс. руб./мес., по расчетам Центра трудовых исследований ВШЭ, получают примерно 91% работников крупных и средних предприятий (Ведомости, 28 июля 2011 г.).

рост производительности труда (а следовательно, и ВВП) по отношению к заработной плате. Именно этот фактор обеспечивал высокую прибыльность и инвестиционную привлекательность во всех азиатских экономиках, а также в развитых странах в период быстрой индустриализации.

Иными словами, избыточный крен в сторону потребления, характерный для 1990-2000-х гг., должен остаться в прошлом. Но при усилении инвестиционной составляющей необходимо избегать крайностей советского периода, когда избыточное наращивание инвестиций вело к падению их эффективности. В современных условиях особую роль играют вложения в образование, здравоохранение, науку (инвестиции в человеческий капитал), а не только собственно капитальные вложения.

Ускоренный рост инвестиций может совмещаться с ускоренным ростом доходов и расходов населения, если одновременно снижается доля налогов, государственных расходов в ВВП и (или) доля чистого экспорта. Ожидается, что в 2011-2030 гг. эти процессы будут происходить. Поэтому в стагнационном и инерционном сценариях доходы населения к 2030 г. вырастут по сравнению с уровнем 2010 г. в 1,8 и 2,2 раза соответственно, незначительно опережая рост ВВП (примерно на 9 и 13 % соответственно). В инновационном сценарии (или «сценарии модернизации») доходы населения к 2030 г. вырастут в 2,6 раза – практически на уровне роста ВВП. Иными словами, для модернизации требуется некоторое относительное сдерживание доходов (и расходов) населения, но абсолютные темпы их роста выше, чем в других сценариях.

Добывающая промышленность, включая добычу топливно-энергетических ресурсов, в 1990-е гг. испытала падение, сопоставимое со спадом ВВП (рис. 9.4). Но с 1998 г. начался этап быстрого роста, в результате к 2008 г. был практически достигнут уровень 1990 года. Добывающие отрасли прошли кризис 2008-2009 гг. существенно легче, чем обрабатывающая промышленность, и к концу 2010 г. превысили докризисный уровень.

В перспективе 2011-2030 гг. добывающая промышленность, включая добычу топливно-энергетических полезных ископаемых, продолжит рост, причем во всех сценариях ее рост будет существенно отставать от динамики ВВП. Это связано с тем, что исчерпанием потенциала форсированного наращивания добычи в большинстве отраслей, включая добычу нефти, природного газа и угля, а также с определенными ограничениями со стороны внешнего и внутреннего спроса. Но конкретная траектория роста может быть существенно различной. В стагнационном сценарии объем производства добывающей промышленности к 2030 г. вырастет по сравнению с уровнем 2010 г. в 1,33 раза (0,79 от роста ВВП). В инерционном сценарии рост составит 1,43 раза (0,74 от роста ВВП). Иными словами, ускоренный рост добычи полезных ископаемых, в первую очередь энергетических, в благоприятных условиях высокого спроса и цен позволит ускорить рост других отраслей экономики (примерно по схеме 2000-х гг.). В стагнационном и инерционном сценариях рост добычи полезных ископаемых продолжается на всем периоде 2011-2030 гг., хотя и затухающими

темпами. В инновационном сценарии (или «сценарии модернизации») добывающая промышленность сравнительно быстро растет до 2020 г., опережая другие сценарии, поскольку ускоренная промышленная модернизация требует роста энергетической базы, а в 2020-2030 гг. стабилизируется. К 2030 г. рост составит 1,34 раза – даже несколько выше стагнационного сценария. Таким образом, ускоренное развитие экономики потребует также и временного ускорения сырьевого сектора с последующей стабилизацией. При этом потребуются качественная модернизация энергетики и ее техническое перевооружение, что возможно только при проведении структурных реформ.



Источник: Институт энергетической стратегии, ИНЭИ РАН.

Рис. 9.4. Фактическая и ожидаемая динамика развития добывающей промышленности России в 1990-2010-2030 гг. (2010 г. = 100 %)

Обрабатывающая промышленность в 1990-е гг. испытала существенно более глубокое падение, чем ВВП (рис. 9.5), сократившись почти на 60 %. Это было связано с резким спадом в военно-промышленном комплексе и смежных с ним отраслях, неконкурентоспособностью значительной части продукции российской промышленности по сравнению с импортными аналогами. Эти факторы накладывались на общий спад спроса и потерю традиционных рынков СЭВ и СНГ. Наконец, значительную роль сыграла дезорганизация и разрушение традиционных связей, от которых сложные отрасли промышленности пострадали в первую очередь. В результате опережающего спада обрабатывающей промышленности существенно ухудшилась отраслевая структура промышленного производства в целом, а в ее составе произошёл сдвиг

в пользу базовых отраслей в ущерб отраслям высоких переделов. С 1998 г. начался этап быстрого роста обрабатывающей промышленности, и к 2008 г. она вплотную подошла к уровню 1990 года. Но кризис 2008-2009 гг. привел к глубокому спаду, который в 2010 г. не удалось полностью преодолеть. В результате снова произошло ухудшение структуры промышленности, а достигнутые за 2000-е гг. результаты (когда отрасли высоких переделов росли существенно быстрее базовых) были в значительной степени нивелированы. Тем не менее в посткризисный период ожидается восстановление опережающего роста обрабатывающей промышленности.



Источник: Институт энергетической стратегии, ИНЭИ РАН.

Рис. 9.5. Фактическая и ожидаемая динамика развития обрабатывающей промышленности России в 1990-2010-2030 гг. (2010 г. = 100 %)

В перспективе 2011-2030 гг. обрабатывающая промышленность продолжит рост. Официальные прогнозы предполагают отставание роста обрабатывающей промышленности от роста ВВП, как это было на протяжении 2000-х гг. (отставание было весьма незначительным). Официальные прогнозы тем самым исходят из постиндустриального (или ресурсно-инновационного) направления развития российской экономики. Но мировой опыт показывает, что устойчивый экономический рост и тем более инновационное развитие невозможно без мощной промышленной базы, которая создает спрос на НИОКР, высокооплачиваемые и высококвалифицированные рабочие места, новые рынки сбыта. С учетом ренессанса индустриализма, который наблюдается во

всех ведущих странах мира, России требуется неоиндустриализация на новой технологической основе. Поэтому темпы роста обрабатывающей промышленности не должны отставать от темпов роста ВВП. По-видимому, именно такое положение сложится в ближайшие годы, поскольку рост многих секторов сферы услуг (оптовой и розничной торговли, личных услуг) замедлится.

В стагнационном сценарии объем производства обрабатывающей промышленности к 2030 г. вырастет по сравнению с уровнем 2010 г. в 1,6 раза, незначительно отставая от темпов роста ВВП. Такой рост не позволит создать качественно новую промышленную базу и существенно изменить структуру промышленного производства, а тем самым решить задачу модернизации российской экономики. В инерционном сценарии рост составит 1,9 раза – также почти на уровне роста ВВП, при этом основной рост будет сосредоточен в базовых отраслях промышленности. Иными словами, структурной перестройки промышленности не произойдет, и ее модернизационный и тем более инновационный потенциал будут ограниченными. В инновационном сценарии (или «сценарии модернизации») обрабатывающая промышленность растет со средним темпом 5-6 % в год, и к 2030 г. рост составит 3,2 раза, что на 20 % выше роста ВВП. Это обеспечивает качественный скачок в промышленном развитии России, структурную перестройку промышленности, формирование мощного высокотехнологичного сектора, а в конечном итоге – вхождение России в число развитых стран. В 2011-2020 гг. главным фактором промышленного роста станут массивованные заимствования оборудования и технологий, а в 2020-2030 гг. – постепенный переход к собственным инновациям.

Только инновационный сценарий обеспечивает социально-экономическую устойчивость России и прочное положение в современном мире.

Но реализация такого индустриально-инновационного по содержанию сценария требует радикального пересмотра экономической политики с усилением ее инвестиционной направленности и изменения экономических условий в России.

9.2. Переориентация энергетики на экспорт: сырьевая ловушка в контексте инновационного развития?

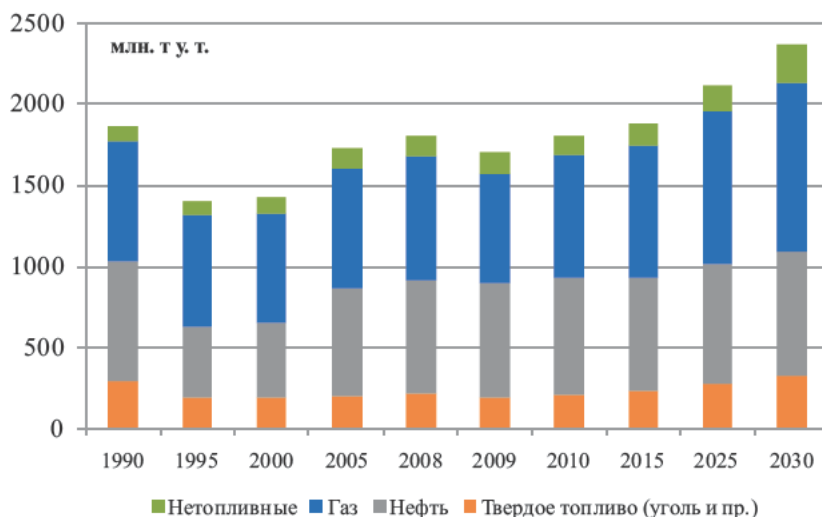
В 1990-2000-е гг. произошел фундаментальный сдвиг: от удовлетворения потребностей народного хозяйства в СССР ТЭК переориентировался на экспорт как главный фактор роста.

В перспективе ожидается медленный обратный переход к ориентации на внутренний рынок как главный источник доходов.

Производство топливно-энергетических ресурсов

В ходе трансформационного спада при переходе от плановой к рыночной экономике произошло резкое – на четверть – **падение производства ТЭР в России**, в основном за счет падения добычи нефти и в меньшей степени – угля. Такие масштабы спада беспрецедентны для мирного времени и говорят об исключительной тяжести трансформационного кризиса.

После стабилизации производства в 1995-2000 г. началось интенсивное восстановление в 2000-2005 гг., достигнутое в основном благодаря росту производства нефти. После 2005 г. темпы роста производства резко замедлились, а в 2009 г. вследствие экономического кризиса произошел временный спад производства ТЭР, особенно сильный – в добыче природного газа. В 2010 г. не достигнут как докризисный уровень 2008 г., так и уровень 1990 г. (рис. 9.6).



Источник: расчеты Института энергетической стратегии по данным Росстата, Минэнерго России, ЭС-2030.

Рис. 9.6. Фактическая и ожидаемая динамика производства первичных энергетических ресурсов в России в 1990-2010-2030 гг.

Особенно сильно шок спада заметен на фоне непрерывного и быстрого роста показателя производства ТЭР в Советском Союзе и России в 1970-1980-е гг. (кроме 1989 и 1990 гг., когда уже наметился спад). С точки зрения валовых показателей ТЭК трансформационный спад привел фактически к более чем двадцатилетнему провалу в развитии, до конца не преодоленному до сих пор.

Согласно ЭС-2030 уровень 1990 г. может быть достигнут к 2015 г. с дальнейшим ростом до 2400 млн т у. т. (приблизительно на 33 %) к 2030 году. Рост должен быть обеспечен главным образом за счет наращивания производства

природного газа и за счет нетопливных источников энергии при незначительном росте производства угля и сохранении текущего объема производства нефти.

В настоящее время в структуре производства первичных ТЭР на нефть и природный газ приходится по 40 %, 11 % приходится на твердое топливо (уголь), 8 % – на нетопливные ресурсы. За период 1990-2000 г. доля нефти снизилась, а доля газа возросла, но в 2000-2009 г. их соотношение в производстве ТЭР вновь выровнялось. К 2030 г. доля нефти может упасть до 32 %, тогда как доля газа возрастет до 44 %. Рост также прогнозируется для нетопливных источников энергии (до 10 % к 2030 г.). Тем не менее радикальных сдвигов в структуре энергобаланса не ожидается ни по сравнению с 2010 г., ни по сравнению с 1990 годом. Таким образом, если с количественной точки зрения имел место двадцатилетний провал, то с качественной точки зрения решающих изменений не произошло.

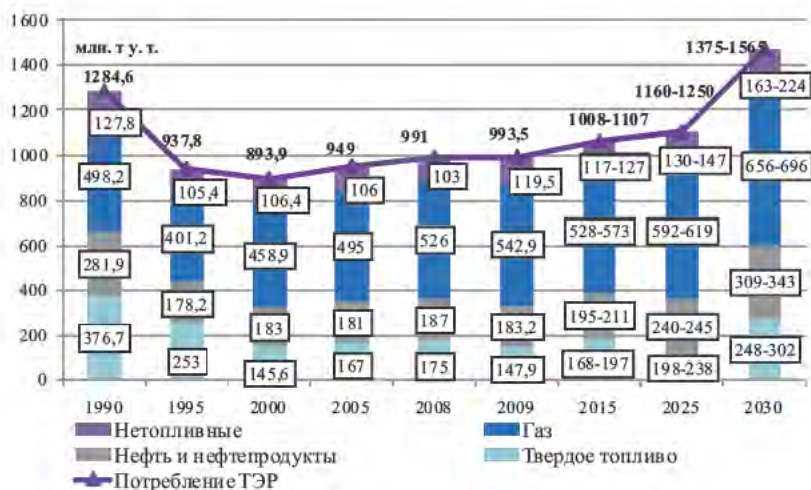
Причина колебаний состоит в различной динамике добычи этих видов ТЭР в ходе трансформационного спада. Добыча нефти в 1990-е гг. упала на 40 %, а в 2000-е гг. резко возросла, приблизившись к максимуму 1990 года. Но вследствие истощения наиболее доступных запасов значимые перспективы роста нефтедобычи отсутствуют. В то же время газовая отрасль была более стабильной: спад 1990-х гг. оказался неглубоким, но и последующий рост – слабым. Как следствие, к 2008 г. добыча несколько превысила уровень 1990 г., но уже в 2009 г. упала до уровня 2000 года. Вместе с тем освоение Ямала, Восточной Сибири, Дальнего Востока и шельфа дает значительные перспективы для увеличения добычи газа.

Внутреннее потребление топливно-энергетических ресурсов

Спад внутреннего потребления ТЭР в ходе трансформационного спада в России оказался еще более тяжелым, чем спад производства. Спад на 30,5 % произошел за счет падения потребления твердого топлива, нефти и нефтепродуктов, а также природного газа (рис. 9.7). Основная часть падения пришлась на период 1990-1995 гг., однако меньшими темпами оно продолжилось до 2000 г. (точнее, до кризиса 1998 г., к 2000 г. не был восстановлен уровень 1995 г.). Таким образом, экономический спад, охвативший практически все сектора экономики, за исключением отдельных малоэнергоемких видов деятельности, привел к глубочайшему спаду потребления.

Восстановление потребления в 2000-2008 гг., в отличие от восстановления производства, шло медленно и преимущественно за счет роста потребления природного газа при стагнации потребления нефти и нефтепродуктов. Как следствие, потребление ТЭР в 2008 г. почти на четверть уступало уровню 1990 г., в то время как по производству ТЭР отставание составляло менее 5 %. В 2009 г. произошел спад потребления всех видов ТЭР, кроме нетопливных (в целом – на 5,6 %), особенно значительное для потребления природного газа. В 2010 г. уровень потребления 2008 г. достигнут не был.

В перспективе ожидается последовательный рост потребления ТЭР, наиболее интенсивный на третьем этапе реализации ЭС-2030, и только к 2030 г. может быть превзойден уровень 1990 года. Рост затронет все виды энергоносителей. Следует отметить, что прогнозируемый в ЭС-2030 рост потребления ТЭР, особенно на третьем этапе, не соответствует тенденциям 1998-2008 гг., когда рост экономики отличался сравнительно низкой энергоемкостью. Столь значительный рост возможен либо при очень высоких темпах экономического роста, либо при повышении эластичности прироста энергопотребления по приросту ВВП. Оба варианта представляются сравнительно маловероятными.



Примечание. Прогноз ЭС-2030 включает базовый (меньшее значение) и инновационный (большее значение) сценарии, соответствующие числа представлены на графике, сам график построен на основе средних значений.

Источник: расчеты Института энергетической стратегии по данным Росстата, Минэнерго России, ЭС-2030.
 Рис. 9.7. Фактическая и ожидаемая динамика потребления первичных энергоносителей в России в 1990-2010-2030 гг.

Структура потребления за период 1990-2008 гг. характеризуется резким ростом доли газа (с 38,8 % в 1990 г. до 53 % в 2008 г.) при падении доли твердого топлива, что обусловлено относительно низкой стоимостью природного газа на внутреннем рынке на протяжении большей части рассматриваемого периода. В результате спад 2000-х гг. был сосредоточен преимущественно в угольном секторе, а рост 2000-х годов — в газовом. К 2030 г. ожидается снижение доли газа в потреблении ТЭР до 45,9 %, что по-прежнему будет существенно выше уровня 1990 года.

Экспорт топливно-энергетических ресурсов

В отличие от производства и потребления ТЭР экспорт энергоносителей в период 1990-2010 гг. показал гораздо лучшую динамику. Объем экспорта

топливно-энергетических ресурсов в период до 2000 г. оставался стабильным на уровне 500 млн т у. т. (рис. 9.8). В условиях трансформационного спада экономики резкого сокращения экспорта не происходило; снижение производства ТЭР было полностью отражено в спаде внутреннего потребления.



Примечание. Прогноз ЭС-2030 включает базовый (меньшее значение) и инновационный (большее значение) сценарии, соответствующие числа представлены на графике, сам график построен на основе средних значений.

Источник: расчеты Института энергетической стратегии по данным Росстата, Минэнерго России, ЭС-2030.
 Рис. 9.8. Фактическая и ожидаемая динамика экспорта топливно-энергетических ресурсов в России в 1990-2010-2030 гг.

Если в 1990 г. экспорт в страны СНГ составлял более половины от общего объема экспорта, то к 1995 г. его доля упала до 30 %, а к 2000 г. – до 20 %. Произошла резкая переориентация ТЭК с внутреннего рынка СССР (России и СНГ) на экспортные рынки дальнего зарубежья. Доля этих рынков в производстве ТЭР в 1990-2000 г. возросла с 13 до 31 %. С одной стороны, экспортный спрос в условиях резкого спада внутреннего потребления позволил стабилизировать производственные показатели ТЭК, а также финансовое положение компаний: длительное время поставки на внутренний рынок были убыточными или низкоприбыльными, сопровождалось задержками платежей. Кроме того, рост экспорта позволил укрепить позиции на внешних рынках и обеспечить экспортные и бюджетные доходы в самый тяжелый период экономического спада. С другой стороны, переориентация на экспорт привела к резкому росту внутренних цен, а также заложила перекосы в инвестиционной и организационной политике

энергетических компаний, для которых экспортные поставки стали приоритетными по объемам и абсолютно приоритетными – по прибыльности.

В 2000-2005 г. произошел резкий рост объемов экспорта топливно-энергетических ресурсов, преимущественно за счет экспорта нефти, при сохранении соотношения между направлениями экспорта. В 2009 г. в связи с кризисом произошел спад в объеме экспорта, особенно сильный – по экспорту газа. Тем не менее к 2008-2009 гг. доля экспорта в производстве ТЭР достигла 47-49 %.

Таким образом, тенденция к переориентации ТЭК на экспортные поставки продолжилась. В настоящее время в структуре экспорта ТЭР (по энергетическому эквиваленту) 66 % приходится на нефть и нефтепродукты, 24 % составляет газ, 9 % – уголь, электроэнергия ГЭС и АЭС – порядка 1 %.

В перспективе ожидается рост объемов экспорта топливно-энергетических ресурсов. Он может превысить 1000 млн т у. т. к 2025 г., но затем несколько снизится. Доля стран СНГ в структуре российского энергетического экспорта в перспективе будет составлять 18-20 %. Замедление темпов роста российского экспорта связано с исчерпанием потенциала роста ключевого для России европейского рынка, на котором вероятно снижение потребления нефти и медленный рост потребления природного газа в условиях обострения конкурентной борьбы экспортеров газа за европейский рынок. При этом экспорт в страны АТР (Китай, Японию, Республику Корею) будет расти, но, вероятно, не сможет полностью компенсировать фактическую стагнацию европейского рынка.

|| Таким образом, в 1990-2010 гг. произошло фундаментальное изменение в самих функциях, которые топливно-энергетический комплекс выполняет в российской экономике.

В 1990 г., как и на протяжении всего советского периода, доминирующей функцией ТЭК было обеспечение народного хозяйства и населения страны энергетическими ресурсами.

При этом экспорт ТЭР играл значимую роль для баланса внешней торговли, но для ТЭК был все же второстепенной задачей.

В 1990-2000-е гг. положение изменилось радикально, и именно экспорт энергоносителей стал центральной задачей ТЭК. Резко возросла как доля экспорта ТЭР в их производстве, так и доля энергоносителей в товарной структуре экспорта, в доходах бюджета и пр.

Таким образом, из части народного хозяйства ТЭК превратился в часть мировой экономики с соответствующим глубоким изменением приоритетов развития. Этот тренд охватил и нефтяную, и газовую, и угольную отрасли, но не затронул электроэнергетику из-за технологических ограничений экспорта.

Его едва ли можно признать положительным, поскольку он не способствует эффективному энергоснабжению российской экономики и ее модернизации, закрепляет сырьевую специализацию и отсталость.

В то же время он, видимо, был неизбежным в условиях жестокого кризиса.

В 2010-2030 гг. ожидается некоторый сдвиг в пользу внутреннего потребления, но он будет медленным и не вернет пропорции к состоянию 1990 года.

Иными словами, в рамках существующего технологического уклада с доминированием ископаемого топлива указанный сдвиг в пользу экспорта необратим.

Положение, однако, может измениться после 2030 г. в случае перехода мировой энергетики на новый технологический уклад с доминированием возобновляемой энергетики, но такой сценарий пока представляется не самым вероятным.

9.3. Плохие институты и трудности экономического роста: как разрубить гордиев узел?

Анализ функционирования экономики и энергетики за 1990-2010 гг. и прогнозные оценки развития в 2010-2030 гг. охватывают короткий, но весьма динамичный период мировой и российской экономической и энергетической истории.

В этот период ярко проявляется увеличение доли энергетики в жизни цивилизации при одновременном увеличении финансовых, а в перспективе и физических ограничений потребления природных энергоресурсов. Это противоречие является важным двигателем дальнейшего технологического прогресса, влияющего на эволюцию человеческого общества и окружающую природную среду.

В силу острых внутренних проблем и острой международной конкуренции России в 1990-2010 гг. играла и играет в мире роль сырьевого (энергетического) придатка.

Экономический спад в России в 1990-х гг. и экономический кризис 2008-2010 гг. в этих условиях сделал ТЭК России доминирующей силой в ее экономике.

Предпосылки для такого положения сформировались в советское время и были усилены в 1990-е годы. При этом резко углубилось отставание России от развитых, а теперь и от ведущих развивающихся стран по технологическому уровню и научно-производственному потенциалу.

В целом период 1990-х гг., по формулировке академика Р.С. Гринберга, может быть охарактеризован как период «утраты количества» – спада валовых показателей экономики и энергетики; период 2000-х гг. – как период «утраты качества», когда восстановление количественного роста компенсировалось консервацией и усугублением структурных диспропорций.

Период 2011-2020 гг. в зависимости от позиции общества и государства может стать либо периодом «утраты конструкции», когда начнут распадаться базовые элементы инфраструктуры, а государство утратит свой организационный потенциал, либо периодом модернизации.

Наконец, период 2021-2030 гг. в зависимости от хода событий в 2011-2020 гг. может оказаться либо периодом системного кризиса (в инерционном сценарии), либо периодом инновационного развития (в сценарии модернизации).

Институты в экономике, 1990-е гг.

В 1990-е гг. экономика России пережила радикальную трансформацию, связанную с переходом от экономики плановой к рыночной. Аналогичные процессы в 1980-1990-е гг. происходили во многих странах мира, но российский случай по ряду параметров является уникальным в силу практически полного отсутствия рыночных отношений до перестройки, высокого уровня милитаризации экономики, крупнейшего сырьевого сектора в сочетании с мощным научно-техническим комплексом, а также технологической инфраструктуры, ориентированной исключительно на функционирование в условиях планово-распределительной экономики.

Основным содержанием реформы была либерализация внутренних цен и внешнеэкономической деятельности, отмена централизованного планирования и приватизация. Топливо-энергетический комплекс также подвергся всем указанным процессам. Но при этом, во-первых, особенности ТЭК и его огромная роль в экономике страны обусловили значительную специфику этих процессов в самом комплексе. Во-вторых, эти специфические черты экономического реформирования ТЭК оказали обратное влияние на положение в экономике в целом.

Либерализация внутренних цен и внешней торговли в ТЭК происходила сравнительно медленно. Цены оставались (и частично остаются) регулируемые более длительное время, чем в других отраслях, в силу их жизненной важности для экономики и населения. Либерализация внешней торговли также происходила с задержками. В совокупности эти два фактора привели к существенному изменению структуры цен (соотношения цен на энергоносители и другие товары) по сравнению с СССР, но при этом конечный результат не совпадал и со структурой цен, характерной для развитых стран.

Институты в ТЭК, 1990-е гг.

Приватизация в ТЭК осуществлялась противоречиво и непоследовательно, а также в отрыве от формирования системы государственного регулирования новых субъектов рыночных отношений.

В нефтяной отрасли главным итогом 1990-х гг. стало формирование в результате приватизации группы частных вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), которые заняли доминирующее положение в отрасли.

В газовой отрасли сохранилось доминирование одной компании – ОАО «Газпром», при этом государство сначала утратило контроль над ней.

В угольной отрасли, как и в нефтяной, произошла практически полная приватизация (в силу низкой привлекательности отрасли), но столь крупных и мощных компаний не сложилось из-за тяжелого финансового положения отрасли.

Транспорт нефти и нефтепродуктов остался в руках государства.

Ядерный энергетический комплекс не был акционирован и продолжал существовать в виде Министерства атомной промышленности РФ.

Наконец, в электроэнергетике сохранилось доминирование одной вертикально интегрированной компании – РАО «ЕЭС России» – при возникновении ряда независимых от нее компаний.

В теплоснабжении сформировалось множество мелких компаний.

Результаты весьма противоречивые. С одной стороны, предотвращение краха всей экономики, с другой – снижение эффективности, рост издержек и пагубное влияние монополизма.

Структура экономики, 1990-е гг.

Переход от плановой к рыночной экономике сопровождался глубокими структурными изменениями национального хозяйства России. Произошло резкое сжатие внутреннего платежеспособного спроса, особенно на высокотехнологичную продукцию (в значительной степени за счет спада производства в военно-промышленном комплексе). При этом доступ на мировые рынки для большинства сложных отраслей промышленности был затруднен рядом факторов как объективного, так и субъективного характера, таких как конкуренция, отсутствие опыта работы на международных рынках, проблема качества продукции, проблема стандартов и регулирования, а главное – отсутствие ориентированных на рыночный, а не на государственный спрос продуктов. В результате в сложных отраслях промышленности произошел мощнейший спад.

Между тем ТЭК, как и базовые отрасли обрабатывающей промышленности (металлургия, базовая химия), во-первых, столкнулся хотя и со значительным, но все же меньшим спадом внутреннего спроса, а во-вторых, в силу простоты и стандартности своих товаров смог сравнительно легко выйти на международные рынки. Как правило, это не спасало от трансформационного спада, но позволяло его существенно смягчить.

В результате в 1990-е гг. произошел резкий сдвиг от обрабатывающей промышленности в пользу добывающей (включая основную часть ТЭК) и от сложных отраслей обрабатывающей промышленности к базовым. При этом если добывающие и базовые отрасли в основном сохранили производственный потенциал, несмотря на временный спад производства, то сложные обрабатывающие отрасли во многих случаях оказались разрушены.

Если говорить не о промышленности, а об экономике в целом, то в 1990-е гг. в ней произошел резкий спад доли промышленности за счет роста доли сферы услуг. В принципе, исходный уровень доли промышленности в ВВП в 1990 г. был избыточным (из-за гипертрофии промышленности при недоразвитой сфере

услуг в плановой экономике). Но снижение ее доли происходило в первую очередь за счет спада сложных обрабатывающих отраслей при росте доли сырьевых и базовых. При этом в самом секторе услуг наблюдались неблагоприятные изменения: резко упала доля науки, образования, здравоохранения при росте доли оптовой и розничной торговли, общественного питания, финансовой сферы.

В результате были исправлены структурные дисбалансы советского времени (недостаточное развитие торговли и других секторов сферы услуг), за счет импорта (и снижения платежеспособности населения) насыщен потребительский рынок. Но при этом возникли новые, едва ли не еще более тяжелые структурные диспропорции.

По существу, произошла деиндустриализация России и формирование квазипостиндустриальной экономики, в которой сниженная доля промышленности обусловлена не развитием сложной сферы услуг на мощной промышленной базе, а спадом самой промышленности. По формальной структуре ВВП экономика России приблизилась к развитым странам, но, по сути, принципиально отличалась от них.

Кроме того, резко изменились пропорции между потреблением и накоплением (инвестициями) в пользу первого. Опережающий спад инвестиций, особенно за пределами базовых отраслей, создал долгосрочные проблемы роста.

Роль ТЭК, 1990-е гг.

В 1990-е гг. федеральный и консолидированный бюджет попали в сильнейшую зависимость от ТЭК (в некоторые годы доля только Газпрома в доходах федерального бюджета достигала 40 %).

Резко возросли открытость экономики России, доля внешней торговли в ВВП, главным образом за счет роста экспорта ТЭР. В результате Россия стала крайне зависима как от экспорта продукции ТЭК, так и от импорта потребительских товаров (до 80 % рынка по многим позициям). На экспорт стала уходить большая часть нефти, значительная часть угля и природного газа, при этом доля экспорта ТЭР возросла даже по сравнению с высокими показателями позднего СССР.

В 1990-е гг. средства компаний ТЭК, особенно экспортная выручка, сыграли важнейшую (наряду со средствами бюджета) роль в становлении финансовой системы России.

В 1990-е гг. до определенного момента ТЭК косвенно субсидировал экономику (цены на ТЭР выросли слабее, чем в экономике в целом), как это было и в СССР. В результате финансовое положение предприятий ТЭК находилось в зависимости от их экспортных возможностей: в нефтяной и газовой отрасли, где такие возможности были, оно являлось едва ли не лучшим по экономике, а во всех остальных внутренне ориентированных отраслях – весьма тяжелым.

Таким образом, ТЭК выступил в роли своеобразного донора, обеспечившего, по большому счету, ценой собственного обескровливания переход России к формированию рыночных отношений. Через массовые неплатежи за

отгруженную продукцию его компании длительное время фактически дотиrowали другие сферы экономики на сотни и сотни миллионов долларов ежегодно; дешевые газ, электроэнергия и тепло и возможность не платить за них предотвратили социальный взрыв в обществе.

Институты в ТЭК, 2000-е гг.

В 2000-е гг. практически во всех отраслях ТЭК произошли глубокие изменения.

В нефтяной отрасли структура принципиально не изменилась, но наряду с частными ВИНК возникли две государственные компании – Роснефть и Газпромнефть.

В газовой отрасли Газпром удерживал доминирующие позиции, поглотив ряд ранее вычлененных из него независимых компаний, при этом государство восстановило контроль над его деятельностью. В то же время, усилились позиции ОАО «НОВАТЭК» – крупнейшего квазинезависимого (ОАО «Газпром», тем не менее, владеет пакетом акций в данной компании) производителя природного газа, во многом благодаря личным связям его владельцев с высшим руководством страны.

В угольной отрасли произошла определенная консолидация как собственно угольных компаний, так и компаний, подконтрольных металлургическому бизнесу, за счет резкого улучшения финансовых показателей работы отрасли.

В ядерном энергетическом комплексе было проведено акционирование, но при этом все ключевые активы остались в 100-процентной собственности государства.

Наконец, была проведена реформа электроэнергетики, в ходе которой РАО «ЕЭС России» было разделено на естественно-монопольные и конкурентные виды деятельности и было сформировано более 20 компаний различных типов только на федеральном уровне (генерирующих, сетевых, сбытовых), а также множество компаний на региональном и местном уровне. Был создан рынок электроэнергии и мощности и осуществлена его либерализация. Но в целом реформа РАО «ЕЭС России» привела к меньшей либерализации, чем изначально предполагалось, ряд важнейших задач, которые ставились реформой, оказался нерешенным. Государство сохранило значительные рычаги воздействия на отрасль. Кроме того, в 2008-2010 гг. сформировался тренд на возврат части тепловой генерации в собственность государства в лице ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС».

Структура экономики, 2000-е гг.

В 2000-е гг. тенденции 1990-х гг., с одной стороны, получили дальнейшее развитие, а с другой – были существенно скорректированы. Так, промышленное производство начало достаточно быстро восстанавливаться, причем опережающими по отношению к экономике в целом темпами (как и спад был опережающим). При этом сырьевые и базовые отрасли росли медленнее сравнительно сложных (машиностроения, химии и пр.). Следовательно, имели

место частичная реиндустриализация и исправление структурных перекосов. Однако восстановление коснулось в первую очередь отраслей, обслуживающих потребительский рынок (пищевая промышленность, строительные материалы, бытовая химия). При этом закрепился провал в производстве средств производства (в советское время этот сектор был гипертрофирован, теперь – недоразвит) и разрыв между потребительским и экспортным сырьевым сектором.

За пределами промышленности мощный рост показал ряд секторов сферы услуг – оптовая и розничная торговля, личные услуги и особенно финансовый сектор. При этом такие важнейшие отрасли сферы услуг, как образование, здравоохранение, наука (по сути, вложения в человеческий и социальный капитал) по-прежнему испытывали серьезные проблемы, несмотря на рост финансирования. В значительной степени квазипостиндустриальная модель, когда сфера услуг играет в основном потребительскую роль в экономике, сохранилась.

В 2000-е гг. произошло некоторое изменение баланса между потреблением и накоплением в пользу инвестиций. Тем не менее доля инвестиций в ВВП остается на весьма низком уровне, недостаточном для модернизации экономики. При этом значительная часть инвестиций направляется на необходимый ремонт действующего оборудования, а не на создание новых основных фондов. Только в некоторых отраслях удалось переломить тенденцию к старению производственных мощностей.

Роль ТЭК, 2000-е гг.

В 2000-е гг. закрепилась экспортная ориентация экономики с высокой зависимостью от энергоносителей, а также от потребительского импорта. Этому способствовал быстрый рост мировых цен на энергоносители и другие сырьевые товары. Также закрепилась зависимость бюджета от мировых цен на нефть через НДС и таможенные пошлины. При этом уровень цен, обеспечивающих бездефицитность бюджета, возрос с 2000 г. по 2010 г. с 20 до 110 долл. за баррель.

В 2000-е гг. по мере быстрого развития финансового сектора России, повышения его доли и значения в национальной экономике косвенные финансовые эффекты от деятельности ТЭК стали еще более мощными и многообразными.

В целом можно говорить о том, что в 2000-е гг. в России сформировались глубокие перекосы в финансовой системе. Стремительный рост экспортных доходов ТЭК превысил потребности национальной экономики и возможности по их эффективному использованию. В результате сформировался огромный профицит бюджета, огромные резервные фонды, резко укрепился курс рубля, что привело к притоку иностранного капитала, включая спекулятивный, резко возросли цены на все виды активов (недвижимость, акции и пр.). В совокупности это обусловило рост издержек в национальной экономике и дестимулировало реальное экономическое развитие. Все связанные с этим фактором риски проявились в ходе кризиса 2008-2009 годов.

В 2000-е гг. Россия столкнулась со своеобразным вариантом «голландской болезни», когда быстрый рост потребления на базе экспортных доходов не сопровождается реальным инвестиционным развитием. Рост доходов стал одним из ключевых факторов роста коррупции, институциональных и ценовых искажений, безответственной политики различных экономических игроков, включая государство.

Таким образом, работа ТЭК создает не только значительные возможности для экономики, но и тяжелые проблемы, которые пока не получили адекватного решения.

В 2000-е гг. имели место сложные тенденции, связанные как с приватизацией активов ТЭК, так и с частичным возвратом их в государственную собственность. Главным результатом десятилетия стало формирование мощной группы государственных компаний, оказывающих серьезное влияние на энергетическую политику.

В 2000-е гг. сформировалась мощная тенденция опережающего роста цен и регулируемых тарифов на продукцию и услуги ТЭК (на газ, электроэнергию, тепло), в результате чего средства стали перераспределяться от других отраслей экономики к топливно-энергетическому комплексу. С одной стороны, рост цен и решение проблемы неплатежей позволили обеспечить финансовую устойчивость компаний ТЭК. С другой стороны, это привело к формированию сверхприбыли в данных отраслях при работе на внутреннем рынке, которую компании не могли эффективно использовать, и к ограничению инвестиционных возможностей других отраслей. Кроме того, рост цен и тарифов в ТЭК стал мощным проинфляционным фактором.

В результате доля продукции и услуг ТЭК в прибыли предприятий составляет до 40-50 %, что совершенно несовместимо с задачами модернизации. В этой связи в 2010-2030 гг. задачей государственной политики будет управление ценами и особенно тарифами на внутреннем рынке, чтобы обеспечить перераспределение прибыли от ТЭК в пользу других отраслей. Для этого необходимо использовать весь арсенал инструментов налоговой, таможенной, антимонопольной, технической политики.

В перспективе развитие российской экономики по сырьевой модели будет сталкиваться с нарастающими внешними (по уровню спроса и уровню цен) и внутренними (по уровню издержек и способности использовать доходы от экспорта) ограничениями. Завершение индустриализации развивающихся стран приведет к постепенному выходу потребления энергоносителей на плато, а затем, возможно, и снижению его в абсолютных показателях, а также к падению цен на топливо и энергию. В этой связи остро стоит задача модернизации российской экономики. Только при условии модернизации экономики и перехода ее на инновационный путь развития возможно участие России в формирующемся многополярном мире в качестве одного из полюсов, а не в качестве сырьевого придатка Европы и (или) Китая.

В перспективе 2010-2030 гг. ожидается сочетание тенденций дальнейшей реиндустриализации России (скорее всего, весьма избирательной с

сохранением провала в ряде технологичных отраслей) и постиндустриального развития. Перспективы модернизации связаны одновременно с реиндустриализацией и полноценным постиндустриальным развитием, но для этого необходимо радикальное изменение государственной экономической политики.

Ключевой задачей 2010-2030 гг. является создание системы, которая бы преобразовывала доходы от работы ТЭК не только в рост текущего потребления, но и в инвестиционные вложения, особенно за пределами ТЭК, и создавала бы импульс для качественного развития национальной экономики.

Роль ТЭК в 1990-е гг. резко возросла, а в 2000-е гг. осталась на очень высоком прежнем уровне.

Перспективы ее существенного снижения связаны с модернизацией экономики и инновационным развитием.

В перспективе 2010-2030 гг. следует ожидать постепенного выхода государства из активов ТЭК. Это связано с комплексом причин: долгосрочной проблемой дефицита федерального бюджета, низкой эффективностью ряда государственных компаний, необходимостью ограничить лоббирование и коррупцию и пр.

Тем не менее государство в любом случае сохранит определенные стратегически важные активы в отрасли, а также значительные возможности влияния на отрасль через функции регулятора.

9.4. Мировая экономика и энергетика после 2030 г.: контуры новой эпохи и вызовы для России

Анализ долгосрочных тенденций мирового развития показывает, что в 2010-2030 гг. будут накапливаться предпосылки для перехода мировой экономики к новому энергетическому укладу.

После 2030 г. начнется решающий этап энергетической революции, содержанием которой, по-видимому, станет переход от индустриальной энергетики к постиндустриальной.

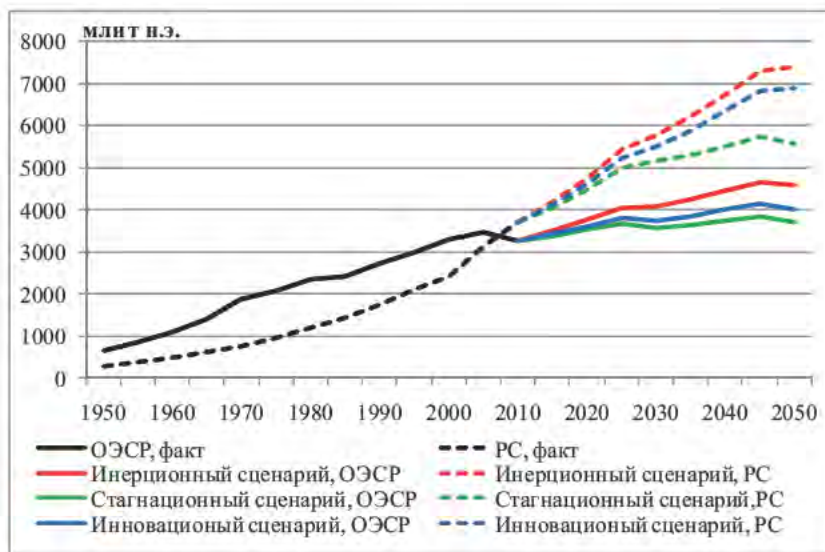
Вместе с тем темпы этой революции зависят от реализации одного из трех сценариев мирового энергетического и экономического развития – инерционного, стагнационного и инновационного.

Необходимо подчеркнуть, что долгосрочные прогнозы мировой энергетики отличаются низкой надежностью, поскольку зависят от многих явных и неявных предпосылок, а объективная неопределенность очень велика. Поэтому к предложенным ниже численным оценкам необходимо относиться крайне осторожно: они отражают только некоторые тенденции, не претендуя на точный прогноз.

Инерционный сценарий предполагает продолжение постиндустриальной фазы и острый кризис после 2030 г. из-за достижения пределов роста индустриальной фазы (рис. 9.9)¹⁵¹. Для энергетики инерционный сценарий предполагает расширение индустриальной энергетики в развивающихся странах при медленном развитии постиндустриальной энергетики в развитых странах. В результате неизбежны быстрый рост спроса на ископаемое топливо всех видов, рост противоречий на этой почве, ухудшение экологической ситуации.

Стагнационный сценарий предполагает управляемое развитие вблизи пределов роста индустриальной фазы через экологическую парадигму и создание информационного общества, что может быть устойчиво только при значительном замедлении темпов развития и завершится кризисом 2030 года. Темпы энергетического роста в развивающихся странах будут существенно ниже.

Инновационный сценарий предполагает преодоление пределов роста индустриальной фазы и переход к новой фазе к 2030 году. Ключевой чертой новой фазы развития должно стать комплексное развитие человека и связанных с ним технологий – биологических, информационных, социальных, когнитивных. Инновационный сценарий предполагает формирование энергетики нового типа в развитых странах и в некоторых лидирующих развивающихся государствах.



Примечание. ОЭСР – развитые страны, РС – развивающиеся страны.

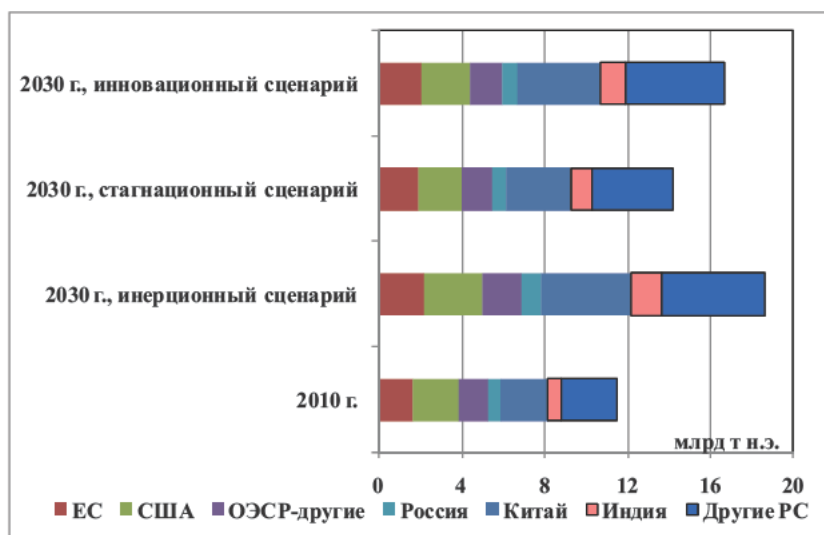
Источник: расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 9.9. Фактическая и ожидаемая динамика мирового конечного потребления энергии в 1950-2050 гг.

¹⁵¹ Подробнее см.: Тренды и сценарии развития мировой энергетики в первой половине XXI века (под ред. Бушуева В.В.). М.: Институт энергетической стратегии, 2011.

Инерционный (углеводородный) сценарий. Основной предпосылкой инерционного сценария является прохождение развивающимися странами материалоёмкого этапа индустриализации. Фронтальный рост потребления энергоресурсов всех видов в большинстве развивающихся стран приведет к резкому росту напряженности топливно-энергетического баланса (рис. 9.10).

Наиболее напряженное положение сложится в нефтяной отрасли, где растущий спрос столкнется с существенными ограничениями со стороны предложения. Усилится тенденция к концентрации добычи нефти на Ближнем Востоке. Продолжится освоение ряда месторождений со сложными условиями добычи (Арктика, глубоководный шельф, тяжелые нефти и пр.). Это приведет к росту предельных издержек и цен, а также к снижению уровня энергетической безопасности. «Геополитика нефти» по-прежнему будет играть чрезвычайно значимую роль. Схожие процессы станут происходить в мировой газовой промышленности. «Геополитика газа» сделается для многих стран не менее важной, чем «геополитика нефти». В угольной отрасли, как и в 2000-е гг., основная часть роста будет сосредоточена в Китае. Китай и Индия могут перейти к импорту угля. В атомной энергетике ожидается инерционный рост к 2050 г. в рамках существующей технологической основы (реакторы второго и третьего поколения на тепловых нейтронах). Потребности в уране будут расти, а урановый баланс станет напряженным.



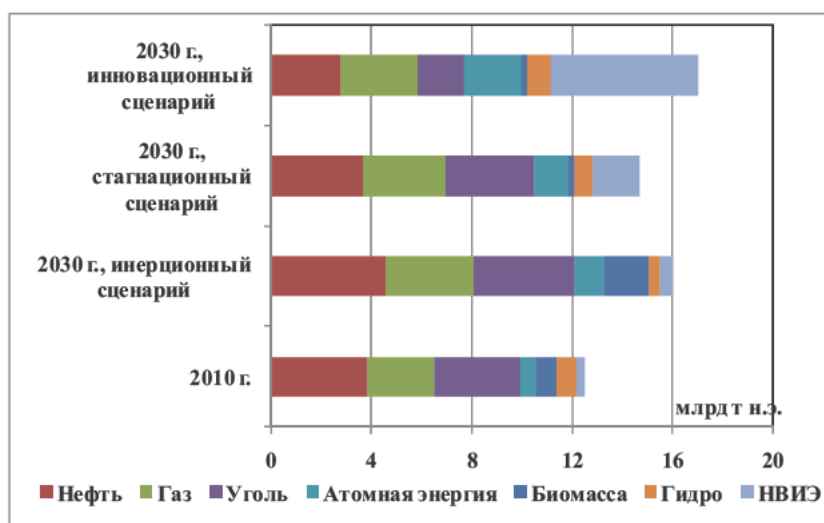
Источник: расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 9.10. Структура мирового потребления первичной энергии (региональный аспект)

Возобновляемая энергетика покажет максимальные темпы роста по сравнению с другими отраслями (рис. 9.11). Рост ВИЭ до 2015 г. будет происходить за счет ГЭС и береговых ВЭУ. В 2015-2030 гг. к лидерам роста добавятся биомасса и морские ВЭУ¹⁵². Выработка солнечной энергии продолжит быстро увеличиваться, но ее доля будет мала. Возобновляемая энергетика к 2030 г. составит 7 % мирового потребления первичной энергии, а к 2050 г. – 10 %. Этого окажется недостаточно для энергетической революции.

Основные изменения в мировой энергетике будут геополитическими. Развивающиеся страны станут крупнейшими импортерами всех видов ТЭР, при этом их зависимость от импорта превысит уровень развитых стран. Основные риски мировой энергетики будут связаны с тремя факторами:

- нестабильность и вооруженные конфликты на Ближнем Востоке и в Центральной Азии;
- угрозы морским путям транспортировки энергоресурсов;
- борьба между государствами за доступ к энергетическим ресурсам.



Источник: расчеты Института энергетической стратегии.

Рис. 9.11. Структура мирового потребления первичной энергии (отраслевой аспект)

Стагнационный (возобновляемый) сценарий. Основной предпосылкой стагнационного сценария является трансфер существующих технологий в развивающиеся страны с целью снижения энергоемкости процесса индустриализации.

¹⁵² Следует отметить, что создание мощных ветропарков, особенно на морских акваториях, крайне недостаточно проработано с позиции их климатических и экологических последствий, как, впрочем, и широкого использования солнечной энергии.

Потребление нефти продолжит свой рост, но оно будет существенно более медленным, чем в инерционном сценарии (на 10 % к 2010 г. по сравнению с 30 %). Структура мирового автопарка к 2050 г. претерпит существенные изменения. Главным трендом станет развитие всех существующих альтернатив нефтепродуктам и двигателю внутреннего сгорания. Пониженное потребление нефти приведет к меньшей роли добычи на Ближнем Востоке, повышенному уровню самодостаточности ряда регионов-импортеров, меньшей геополитической напряженности. Спад напряженности на нефтяном рынке станет долгосрочной предпосылкой снижения цен на нефть. В мировой газовой промышленности рост потребления также окажется существенно ниже, чем в инерционном сценарии. «Геополитика газа» будет играть гораздо меньшую роль, чем в инерционном сценарии.

Если в инерционном сценарии ожидался значительный рост угольной отрасли (к 2050 г. – более чем на 30 %), то в стагнационном сценарии мировое потребление угля будет существенно ниже. В атомной энергетике в стагнационном сценарии ожидается устойчивый нисходящий тренд, мощности АЭС снизятся практически в 2 раза. Предпосылками для этого будут высокая стоимость и продолжительность строительства, стагнация технологического уровня, сохраняющиеся проблемы радиационной безопасности.

Возобновляемая энергетика будет расти существенно быстрее инерционного сценария. Доля ВИЭ к 2050 г. достигнет 21 % мирового первичного потребления энергии. В структуре возобновляемой энергетике к 2030 г. будет преобладать ветровая энергетика (72 %), но уже к 2050 г. ее доля снизится до 60 % за счет опережающего роста производства электроэнергии из биомассы и солнечной энергетике.

В результате основные изменения в мировой энергетике будут регулятивными. Сложится разветвленная система регулирования мировой энергетике, включающая глобальные и локальные климатические соглашения, климатические, налоговые и таможенные тарифы, технологические стандарты.

Инновационный (возобновляемо-атомный) сценарий. Основной предпосылкой инновационного сценария является переход к новой фазе развития в лидирующих странах, что окажет значительное индуктивное влияние и на процесс индустриализации развивающихся стран, делая его значительно менее энергоемким.

Потребление нефти до 2020 г. стагнирует, а затем начинает снижаться. К 2050 г. снижение достигает почти 30 % от современного уровня. Структура производства автомобилей и мирового автопарка к 2050 г. претерпит радикальные изменения. Главным трендом будет развитие гибридов и электромобилей. Сворачивается добыча в районах с наиболее сложными условиями и наиболее высоким уровнем издержек, что приводит к снижению предельных издержек, а в сочетании со спадом спроса – к долгосрочному и глубокому падению цен. Ожидается концентрация добычи на Ближнем Востоке с его низкими издержками, но геополитическое значение нефтяной отрасли все равно снизится, а ее использование как инструмента политического давления станет невозможным.

Динамика газовой отрасли будет аналогична динамике нефтяной отрасли.

Спад спроса на газ приведет к формированию «рынка покупателя». «Геополитика газа» будет играть минимальную роль. Динамика угольной отрасли аналогична стагнационному сценарию – стагнация до 2030 г. и существенный спад к 2050 г. (до 47 % к современному уровню).

В атомной энергетике в инновационном сценарии, напротив, ожидается прорыв. К 2030 г. атомная энергетика может возрасти вдвое, а к 2050 г. – вчетверо по сравнению с современным уровнем. Основой такого роста станет ускоренный переход на стандартные реакторы третьего и четвертого поколения, а также на реакторы на быстрых нейтронах. Это позволит решить урановую проблему и проблему отработанного ядерного топлива.

Возобновляемая энергетика будет расти быстрее, чем в двух других сценариях. Она возрастет к 2030 г. по сравнению с уровнем 2010 г. в 9 раз, а к 2050 г. – в 26 раз (без учета биомассы и большой гидроэнергетики). Доля ВИЭ в производстве электроэнергии в мире возрастет с 2,6 % в 2010 г. до 27,1 % в 2030 г. и 48,8 % в 2050 году. В структуре возобновляемой энергетики в 2030 г. будет преобладать ветровая энергетика (70 %). К 2050 г. ее доля сократится до 47 % за счет роста доли солнечной энергетики (35 %). Ожидается радикальное удешевление солнечной энергетики.

В инновационном сценарии электроэнергетика растет максимальными темпами, что приближает мировую энергетику к состоянию «электрического мира». Доля электроэнергии в мировом конечном энергопотреблении в инновационном сценарии вырастет с 21,7 % в 2010 г. до 28,6 % в 2030 г. и 36,8 % в 2050 году.

К 2050 г. развивающиеся страны достигают современного стандарта энергопотребления (5000 кВт•ч на человека в год). Но снижение количественных различий сопровождается ростом качественных различий. После 2030 г. в лидирующих странах начнется формирование энергетических систем нового поколения, основанных на технологиях «умных» сетей.

В результате основные изменения в мировой энергетике будут технологическими, а регулятивные и геополитические факторы отступят на задний план. Сложится энергетика нового типа – постиндустриальная. Фактически энергетический рынок станет рынком энергетических услуг, а затем и энергетических технологий.

Рассмотренные выше сценарии развития мировой энергетики создают для России как значительные риски, так и новые возможности.

В инерционном сценарии набор рисков будет традиционным: угрозы конкурентной борьбы на мировых энергетических рынках, геополитическое соперничество за контроль над районами добычи и путями транспортировки энергоносителей, угрозы национальному суверенитету, терроризм и локальные конфликты, техногенные аварии, риски технологического отставания российской энергетики от мирового уровня, моральное и физическое старение оборудования.

Эти риски находятся в поле государственной энергетической политики и в той или иной степени преодолеваются. Также реализуются заложенные в этом сценарии возможности наращивания экспорта энергоносителей, особенно в страны Азии.

Но стагнационный и инновационный сценарии содержат в себе принципиально новые вызовы, которые практически не учитываются в современной государственной энергетической политике.

В стагнационном сценарии это вызов климатических изменений и климатической политики. Россия пока не принимает достаточных мер для перехода к неуглеродной энергетике, что делает ее позиции в системе мирового климатического регулирования весьма уязвимыми (системы квот на выбросы, штрафы за их превышение, снижение экспорта ископаемого топлива, возможные тарифные и нетарифные ограничения на поставки углеродоемкой продукции и пр.).

Наконец, инновационный сценарий создает крайне серьезный риск глубокого технологического отставания.

Развитие энергетики в России и государственная политика в этой области, включая ЭС-2030, выдержаны в духе индустриальной энергетики и ориентированы на наращивание добычи ископаемого топлива и энергетических мощностей.

Недостаточное внимание уделяется ключевым направлениям в создании энергетики нового типа – «умным» сетям, управлению энергопотреблением и энергоинформационным системам, технологическому энергосбережению, децентрализации энергоснабжения.

Между тем инновационный потенциал России позволяет использовать возможности этого сценария для радикального повышения эффективности национальной экономики и энергетики.

9.5. Необходимые структурные реформы в экономике и энергетике

Модернизация российской экономики должна включать две основные составляющие:

- неоиндустриализацию и восстановление промышленного производства на новой технологической базе;
- формирование инновационной экономики на базе промышленного развития.

Указанные задачи тесно взаимосвязаны, но в 2010-е гг. основное внимание должно уделяться решению первой из них, а в 2020-е гг. – второй, причем переход между этими двумя этапами требует сложной адаптации государственной политики.

Обе эти задачи могут быть решены только при условии проведения уже на посткризисном этапе 2011-2014 гг. ряда структурных реформ в энергетике и экономике.

Как говорилось выше, модернизация российской экономики невозможна без неоиндустриализации.

Неоиндустриализация включает в себя две основные задачи.

1. Модернизация традиционных секторов российской экономики (нефтегазового и сырьевого в целом, аграрного и транспортного). Эти сектора как минимум до 2020 г. остаются ведущими в производстве ВВП. Но уже сейчас накопленные проблемы в этих отраслях (низкая эффективность транспортной системы, проблемы доступа к энергетической инфраструктуре и цен на энергоресурсы) стали важным фактором, блокирующим экономический рост и повышающим издержки в российской экономике. Модернизация традиционных секторов российской экономики должна компенсировать дополнительные риски, связанные с возможным снижением (торможением роста) мирового спроса на углеводороды, что неизбежно приведет к снижению нефтяных цен. Она особенно актуальна в связи с сужением возможностей энергетического и сырьевого экспорта и исчерпанием потенциала экспортно-сырьевой модели развития из-за роста внешних и внутренних ограничений. Поэтому без кардинального обновления основных фондов, повышения производительности труда и качества продукции в базовых секторах экономики экономический прогресс в России невозможен. Модернизация всех отраслей топливно-энергетического комплекса, особенно электроэнергетики и теплоснабжения, в этом контексте является одним из важнейших приоритетов государственной политики.

2. Неоиндустриализация предполагает опережающее увеличение объема продукции отраслей высоких переделов. Она будет происходить в условиях усиления конкуренции, как на внутренних, так и на внешних рынках при значительном сокращении ценовых конкурентных преимуществ из-за опережающего роста заработной платы, энергетических издержек и укрепления курса рубля. Следствием должно стать повышение производительности труда в 3-5 раз и снижение энергоемкости в среднем в 1,6-1,8 раза¹⁵³. Эта проблема особенно актуальна в связи с сокращением населения в трудоспособном возрасте, а также с дефицитом квалифицированных рабочих и инженерных кадров, нарастанием напряженности в пенсионной системе.

Формирование инновационной экономики (второй составляющей модернизации) может осуществляться только на базе промышленного развития. Эта проблема будет особенно значима в связи с исчерпанием имеющихся технологических заделов в ряде высокотехнологичных отраслей экономики. Между тем усиление международной конкуренции, исчерпание ценовых преимуществ, нарастание ограничений по качеству и количеству рабочей силы потребуют для сохранения экономической динамики резко усилить инновационную компоненту роста. При этом важную роль на первом этапе должен играть импорт технологий из развитых стран, что требует создания соответствующей системы институтов и повышения абсорбционной возможности экономики.

¹⁵³ Оценки Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года.

На втором этапе необходимо грамотное переключение на собственные научно-технические разработки.

Для того чтобы сценарий модернизации стал реальностью, необходимы **структурные реформы в экономике.**

1. В первую очередь должны быть обеспечены стабильные условия работы и гарантии прав собственности как для российских, так и для иностранных компаний. Этот фактор является основой инвестиционной привлекательности страны.

2. Необходимо перейти от перераспределения собственности к реальному созданию новых производств как основному и наиболее прибыльному виду активности в экономике. Это предполагает реальную, а не декларативную борьбу с коррупцией и «силовым предпринимательством», снижение административного давления на бизнес. Вместе с тем неоправданными представляются требования ускоренной приватизации крупных государственных активов и резкой либерализации ряда важных сфер экономики. Эти задачи требуют высокого качества институтов и государственного управления, а в настоящее время такие условия не выполняются. В реалиях современной России быстрая приватизация и либерализация приведут не к становлению эффективного частного собственника, а к новому витку перераспределительной активности, что породит спрос на активное участие государства в перделе собственности.

3. Важнейшей задачей является повышение эффективности и профессионализма государственного управления, особенно в части управления государственными компаниями. Основная причина их неэффективности состоит не в форме собственности как таковой (за рубежом существует значительно количество достаточно эффективных государственных компаний, хотя в целом они уступают частным), а в неспособности государства в его современном состоянии выполнять свои функции собственника. Восстановление дееспособности государства является обязательным условием эффективной приватизации, либерализации и экономического развития в целом.

4. Структурные сдвиги в экономике требуют снижения налоговой нагрузки на малый и средний бизнес, особенно в отраслях промышленности и сферы услуг с высокой долей добавленной стоимости. Основная часть налоговой нагрузки должна ложиться на сырьевые компании и базовые отрасли промышленности, активы которых в значительной степени были созданы в советское время, но для этих отраслей налоговая нагрузка не должна превышать критический уровень. К сожалению, налоговая политика в последнее время движется в другом направлении, самым ярким примером чего стало повышение уровня страховых взносов, которое приходится отменять сразу после введения. Благоприятный налоговый климат должен способствовать увеличению числа экономически эффективных инвестиционных проектов. Это очень важно, поскольку именно дефицит проектов, а не отсутствие средств, становится главным ограничением для развития бизнеса.

5. Активная поддержка малого и среднего бизнеса, который в периоды кризисов начала 1990-х, 1998 и 2008 гг. играл самую активную роль в поддержании

занятости, доходов и экономической активности, но постоянно сталкивался с высокими барьерами на пути своего роста, требует снижения административных барьеров и коррупции, а также развития инфраструктуры.

6. Необходимо резкое усиление государственной инфраструктурной и промышленной политики. Государство должно стать организатором промышленного роста. Это требует создания эффективной системы взаимодействия государства и бизнеса (частно-государственного партнерства) для координации экономического роста.

Для неоиндустриализации необходимы три фактора: платежеспособный спрос, инвестиционные ресурсы, кадры и технологии. Государство должно обеспечить эти условия путем формирования нескольких ключевых проектов развития в отраслях с большим мультипликативным эффектом, что окажет большое воздействие на экономику в целом. Такими проектами могут быть:

- жилищное строительство и создание новой среды обитания;
- развитие транспортной инфраструктуры общего пользования;
- обновление электроэнергетической инфраструктуры;
- обновление жилищно-коммунального хозяйства и теплоснабжения.

Для того чтобы модернизация стала реальностью, должна быть восстановлена способность государства выполнять функцию организатора экономического развития. Мировой опыт показывает, что без активной роли государства модернизация невозможна. В настоящее время такая способность утрачена, и вместо институтов, координирующих экономическое развитие, доминирует «ручное управление», которое в большинстве случаев оказывается весьма неэффективным.

Поэтому первоочередной задачей модернизации в России является модернизация государства, причем не следует путать размер государства с силой государства. Необходимо создание системы эффективного управления государственной собственностью для целей модернизации и системы координации развития отдельных отраслей и экономики в целом. Кроме того, не обойтись без перераспределения полномочий и ресурсов, которые в настоящее время избыточно сосредоточены в федеральном центре, в пользу регионов и муниципалитетов, чтобы объем их ответственности был обеспечен финансовыми возможностями. Это создаст стимулы для саморазвития и региональной инициативы.

В перспективе финансовая система России будет существовать в значительно более жестких условиях, чем в 2000-е гг., в силу меньшей доступности внешних источников финансирования и нарастающих внутренних проблемах.

Главной задачей является «отвязка» финансовой системы России от мировых цен на нефть, для чего необходим целый комплекс мер.

1. Задачи модернизации не могут быть решены без существенного изменения бюджетной политики с переходом к дефицитному бюджету и его финансированию за счет внутренних займов. При этом абсолютно необходимо повышение эффективности государственных расходов, но также и рост государственных вложений в образование, науку, здравоохранение, инфраструктуру.

2. Необходимо формирование правовой базы по использованию нефтегазовых доходов с приоритетом вложений этих средств в национальную экономику для ее диверсификации, оптимизация текущих расходов бюджета. Резервный фонд нужен как «подушка безопасности» против краткосрочных кризисов, но при долгосрочном кризисе он бесполезен: избыточно накопленные средства будут в значительной степени потеряны для национальной экономики.

3. Следует усилить внутреннюю базу финансовой системы, в первую очередь банковских вкладов, и сформировать внутренние источники «длинных» денег. Необходимо преодолеть разобщенность между банками и промышленными компаниями. С учетом реального уровня развития российской экономики для задач модернизации больше подходит германо-японская модель тесной связи промышленности с банками, чем англо-американская модель свободного рынка капитала, к которой Россия пока не готова.

4. Один из приоритетов - стабильное решение проблем пенсионной системы. Пенсионная реформа должна ставить одной из своих целей формирование длинных инвестиционных ресурсов для финансирования модернизации страны и повышения производительности труда. С учетом инерционности пенсионной системы для предотвращения ее коллапса в 2020-е гг. необходимо уже сейчас начать реализацию пенсионной реформы.

Как показывает опыт 2000-х гг., простым накоплением резервов обеспечить независимость финансово-экономической системы от цен на нефть невозможно: формирующиеся в результате огромные бюджетные фонды (Стабилизационный, Резервный, Национального благосостояния) и золотовалютные резервы Центрального банка все равно оказываются важнейшим фактором финансовой динамики. Они зависят от цен на нефть, а от них зависит состояние российской финансовой системы. Только развитие финансовой системы в целом и реального сектора экономики способно обеспечить «отвязку» России от конъюнктуры мирового нефтяного рынка.

При условии решения указанных выше задач российская экономика может выйти на траекторию устойчивого роста с темпом 6-7 % в год. Наряду с использованием конкурентных преимуществ в энергосырьевом секторе для этого требуются прорыв в повышении эффективности человеческого капитала и развитии высоко- и средне-технологичных производств, радикальное увеличение конкурентоспособности экономики, резкое улучшение условий для бизнеса.

К сожалению, **современная государственная энергетическая политика не отвечает задачам модернизации**, стоящим перед Россией, и ведет российскую энергетику – а тем самым и российскую экономику – в тупик. Программа модернизации российской энергетики теснейшим образом связана с другими направлениями политики: жилищной, технологической, промышленной, макроэкономической. Неоиндустриализация России возможна только на базе модернизации ТЭК.

Модернизация ТЭК должна решать следующие задачи:

1. Снижение административного и политического давления на ТЭК, повышение его прозрачности и эффективности. Необходим стабильный и гибкий режим

налоговых и таможенных сборов, закрепленный на среднесрочную перспективу.

2. Модернизация энергетической инфраструктуры и ликвидация ограничений на экономический рост со стороны ТЭК. Инвестиционное поведение компаний в ТЭК, несмотря на достаточно высокую прибыльность, искажается неэффективным государственным регулированием, а также возможностями получения административных преимуществ.

Так, модернизация российской нефтепереработки сдерживается существующей системой акцизов и таможенных пошлин на различные виды нефтепродуктов.

Газовая промышленность и электроэнергетика получают значительный выигрыш от растущих регулируемых тарифов на их продукцию и услуги. Но слабость или отсутствие конкуренции, а также непрозрачность компаний ведут к тому, что эти средства используются весьма неэффективно. Сроки большинства инвестиционных проектов растягиваются, а затраты значительно превышают мировой уровень.

Повышение эффективности работы ТЭК позволит ограничить рост цен на его продукцию, чтобы не тормозить рост других отраслей. Для этого необходимо провести структурные реформы в ключевых отраслях ТЭК.

В нефтяной отрасли необходимо поддерживать существующую структуру отрасли с доминированием ряда вертикально интегрированных компаний. При этом необходимо сочетание государственных, частных и публичных компаний, что позволяет обеспечить баланс интересов общества, государства и бизнеса. В современных российских условиях существующие предложения о законодательном отделении нефтепереработки в отдельные независимые компании представляется нерациональным.

Для поддержания объемов добычи нефти в среднесрочной перспективе необходимы повышение гибкости и некоторое снижение уровня налоговой нагрузки на отрасль. Основной потенциал прироста добычи связан не с освоением новых месторождений в Восточной Сибири, на Крайнем Севере и на шельфе, которое чрезвычайно дорогостояще и имеет весьма сомнительную экономическую эффективность, а с более эффективной эксплуатацией уже существующих месторождений. В этой связи необходим переход к рентному налогообложению (налог на дополнительный доход). Следует отметить, что такой переход усложняет налоговое администрирование отрасли и повышает возможности уклонения от уплаты налогов, а поэтому требует одновременного повышения качества налогового администрирования.

Особое внимание следует уделить созданию благоприятного налогового режима для малых и средних нефтяных компаний, поскольку они способны эффективно разрабатывать малые и средние месторождения, на которых сосредоточен значительный потенциал наращивания добычи. Система налогообложения должна быть единой, учитывать объективные особенности и не допускать введения специальных исключений.

Ключевой задачей является модернизация российской нефтепереработки. В России мощности нефтепереработки устарели морально и изношены физически.

В результате – высокие цены, низкое качество продукции, пробелы в продуктовой линейке нефтепереработки и нефтехимии. Для этого не требуется строить крупные НПЗ с нуля – достаточно модернизации существующих НПЗ, что в большинстве случаев дешевле. Чтобы модернизация нефтепереработки стала экономически выгодной, необходимо отстроить линейку акцизов и таможенных пошлин на нефть и различные виды нефтепродуктов таким образом, чтобы работа современного НПЗ для компании была существенно выгоднее, чем работа устаревших мощностей. При этом особое внимание следует уделять балансированию между внутренним и внешним рынком, поскольку нарушение сложившегося баланса в результате изменения таможенных пошлин в начале 2011 г. стало одной из причин бензинового кризиса весной этого года. Наряду с этим необходимо проведение последовательной антимонопольной политики на региональных рынках нефтепродуктов, которые в большинстве случаев являются олигополистическими или даже монополистическими.

Налоговая нагрузка на **газовую отрасль** в 2000-е гг. была ниже, чем на нефтяную. Если в 2000 г. газовая отрасль приносила в федеральный бюджет столько же налогов, сколько и нефтяная, то в 2010 г. – втрое меньше. Кроме того, Газпром получил постоянный и быстрый, не прерванный даже на кризисный период рост внутренних цен на природный газ. В перспективе они должны достичь уровня равнодоходности с экспортными контрактами Газпрома, которые осуществляются по самым высоким в мире ценам, что уже стимулирует европейских потребителей к переходу к другим поставщикам. В условиях значительных бюджетных проблем повышение налоговой нагрузки на газовую отрасль представляется вполне оправданным, хотя оно и не должно быть скачкообразным.

Необходимы **радикальное повышение эффективности работы Газпрома и развитие независимых производителей газа**. Для этого необходимо принять ряд мер.

1. Государство, как собственник ОАО «Газпром», должно уделять больше внимания обоснованности затратных характеристик его инвестиционных программ. Для предотвращения обвального спада добычи и насыщения внутреннего рынка действительно необходимо освоение Ямала. На это нужны значительные средства, но, по всей видимости, много меньшие, чем декларируется, особенно при отказе от неэффективных проектов строительства СПГ-завода и арктического ледокольного флота (проблема касается не только ОАО «Газпром», но и ОАО «НОВАТЭК»). Контроль над обоснованностью издержек должен резко ужесточиться.

2. Необходимо обеспечить равные условия для доступа к газотранспортной системе и недропользованию для всех газовых компаний – как Газпрома, так и независимых производителей. Это позволит постепенно перейти к конкурентной структуре отрасли, поскольку независимые производители показывают существенно более высокие темпы роста добычи.

3. Целесообразно еще раз рассмотреть вопрос о возможности и целесообразности разделения ОАО «Газпром» по видам деятельности, чтобы естественно-монопольный сегмент – транспортировка природного газа – был

отделен от потенциально конкурентного – добычи и поставки газа. Как минимум (в случае сохранения ОАО «Газпром» как единой компании) необходимо завершить обособление транспортировки природного газа в рамках организационной структуры ОАО «Газпром» и обеспечить прозрачность финансовых потоков и ценообразования.

4. Следует создать адекватную налоговую систему в газовой отрасли, а именно, привязать таможенную пошлину к мировым ценам на природный газ (по аналогии с нефтяной отраслью и со значительным повышением по отношению к текущему уровню). Такая таможенная пошлина позволит обеспечить равнодоходность экспорта и поставок на внутренний рынок при существенно более низких и стабильных внутренних ценах и сформировать дополнительные доходы бюджета.

В угольной промышленности неоправдано введение льгот и предоставление субсидий на строительство экспортных угольных терминалов и на железнодорожные перевозки. Государство не должно ставить цели искусственного наращивания экспорта угля или его потребления внутри страны.

В то же время необходимо создать адекватную систему страхования рисков аварий в угольной промышленности и экологических рисков.

С организационной точки зрения оптимальной представляется уже существующая тенденция вертикальной интеграции и консолидации отрасли в рамках металлургических холдингов или с электроэнергетиками.

В целом принцип вхождения потребителей в капитал энергетических компаний представляется вполне обоснованным во многих отраслях энергетики, поскольку он обеспечивает снижение транзакционных издержек и координацию развития взаимосвязанных отраслей промышленности и энергетики.

Атомная энергетика обладает максимальным инновационным потенциалом из всех отраслей ТЭК России. Государству следует сосредоточить свои усилия и средства на создании реакторов на быстрых нейтронах и реализации замкнутого ядерного топливного цикла. Но ядерный энергетический комплекс в последние годы стал получать очень значительные субсидии со стороны государства. Необходимо ограничить государственное субсидирование строительства новых АЭС с тепловыми реакторами. Кроме того, требуется ужесточить контроль над стоимостью текущего строительства, поскольку она существенно выше зарубежных аналогов.

Реформа электроэнергетики уже прошла необратимую стадию, поэтому попытки ренационализации отрасли и воссоздания естественной монополии не будут эффективны, да и политически они невозможны. Но придется скорректировать ход преобразований в отрасли. В частности, необходимо ликвидировать маргинальное ценообразование на рынке электроэнергии и не допустить его возникновения на рынке мощности за счет перехода к модели единого покупателя, создать эффективную систему регулирования энергосбытовых компаний,

ограничить рост тарифов в рамках систем RAB, обеспечить выполнение инвестиционных программ генерирующих компаний в требуемом объеме.

Наконец, нужно кардинальное повышение прозрачности отрасли. По-видимому, неизбежным является повышение роли государства в лице ИНТЕР РАО ЕЭС, РусГидро и Атомэнергопром в генерации электроэнергии. В целом дальнейшая либерализация отрасли должна быть остановлена. Электроэнергетика не перестала быть естественной монополией в экономическом, социальном и стратегическом смысле.

В теплоснабжении необходимо, наконец, создать нормальные условия для ведения бизнеса. В настоящее время проблемами теплоснабжения никто серьезно не занимается – только в 2010 г. принят Федеральный закон «О теплоснабжении», но государство и бизнес не уделяют внимания отрасли, которая имеет минимальную инвестиционную привлекательность и где почти нет крупных компаний (исключение – КЭС-Холдинг). С учетом катастрофического состояния теплоснабжения, следует принять четкие решения – в каких случаях целесообразно восстановление нормального уровня работы систем централизованного теплоснабжения, а в каких – переход на децентрализованные источники.

В сфере энергосбережения в дополнение к Федеральному закону «Об энергосбережении» необходимо введение технологических стандартов в большинстве отраслей и системы контроля над ними и санкций за их нарушение. Основное решение – принятие международных (ЕС, США) стандартов энергоэффективности по ключевым направлениям, в противном случае их утверждение затянется на очень длительное время. В рамках развития строительного комплекса органической частью новых технологических стандартов должны быть жесткие требования по энергоэффективности. Без развития энергосбережения создание качественно новой среды обитания невозможно: проект захлебнется в инфраструктурных проблемах. Необходим крупный проект Федеральной сетевой компании по внедрению элементов «умных» сетей, позволяющих создать электроэнергетические системы нового поколения с качественно более высоким уровнем надежности и управляемости.

С учетом стремительного прогресса ВИЭ в мире **необходима государственная программа развития возобновляемой энергетики**. В России в силу объективных и субъективных (позиция государства) причин это направление практически не получило развития, за исключением малой гидроэнергетики. Наконец, в рамках стратегии отхода от сырьевой экономики важную регулируемую роль могут сыграть углеродные рынки и использование механизмов Киотского протокола (проекты совместного осуществления) и посткиотских соглашений (табл. 9.1).

Таблица 9.1. Основные задачи по развитию топливно-энергетического комплекса

Нефтяная отрасль	Консолидация государственных, частных и публичных ВИНК Снижение налоговой нагрузки на нефтедобычу Переход к рентной системе налогообложения с отменой привязки НДС к мировым ценам на нефть Выстраивание линейки таможенных пошлин и акцизов для стимулирования модернизации нефтепереработки Антимонопольная политика Создание благоприятных условий для малых и средних нефтяных компаний
Газовая отрасль	Создание в отрасли условий для эффективного развития любого производителя газа, включая равные условия доступа к ГТС Оптимизация структуры ОАО «Газпром» с учетом различных видов его деятельности Привязка таможенной пошлины к экспортным ценам на природный газ Повышение степени обоснованности издержек реализации инвестиционных программ Газпрома
Угольная отрасль	Консолидация в рамках металлургических или энергетических холдингов Постепенная ликвидация льгот и предоставления субсидий
Атомная энергетика	Сохранение государственного контроля над отраслью Сосредоточение государственных средств на создании реакторов на быстрых нейтронах и реализации замкнутого ядерного топливного цикла Контроль над стоимостью строительства
Электро энергетика	Сохранение текущей организационной структуры отрасли Ликвидация маржинального ценообразования на рынке электроэнергии и мощности за счет перехода к модели единого покупателя Эффективная система регулирования энергосбытовых компаний, ограничения роста тарифов в рамках систем RAB Оптимизация программы ввода новых генерирующих мощностей и обеспечение ее выполнения Кардинальное повышение прозрачности отрасли Отказ от дальнейшей либерализации рынка

Источник: Институт энергетической стратегии.

В целом для преодоления вызовов будущего и реализации заложенных в нем возможностей необходима корректировка государственной энергетической политики с ориентацией на перспективу создания энергетики постиндустриального типа.

Для этого необходимо, с одной стороны, ограничить отраслевой лоббизм со стороны отраслей индустриальной энергетики, а с другой – создать благоприятные условия для развития ее новых направлений.

Финансовые ресурсы ТЭК необходимо использовать не для целей текущего потребления, а для целей инвестиционного и инновационного прорыва, не подрывая при этом основу развития самого сектора.

Спрос со стороны ТЭК на продукцию отечественной промышленности наряду с его финансовым вкладом должен способствовать промышленному росту.

ТЭК призван сыграть роль «локомотива модернизации» для российской промышленности и наряду с этим профинансировать развитие других отраслей.

Ключевой задачей является также повышение энергоэффективности российской экономики за счет структурных и технологических факторов.

РЕЗЮМЕ к разделу 9

Задачи модернизации российской экономики требуют проведения целого комплекса структурных реформ. Опыт 1990-х гг. показывает, как важно заранее разработать адекватный план реформ и обеспечить его своевременную реализацию. Крайне важно избежать ошибок предыдущего этапа и создать взвешенную, экономически обоснованную программу, не впадая в крайности всеобщей национализации либо всеобщей либерализации.

При условии проведения необходимых структурных реформ и укрепления институтов ТЭК России может сыграть решающую роль в модернизации. Эффективное использование природных ресурсов России, в первую очередь энергетических и минерально-сырьевых, но также и сельскохозяйственных, климатических, экологических может стать основой ресурсно-инновационного развития.

В условиях нарастающих экологических проблем и ограничений, дефицита пахотных земель, пресной воды, сравнительно ненарушенных человеком экосистем, растущего спроса не только на сырье и энергоносители, но и на ресурсы природной среды Россия может занять уникальное место в международном разделении труда. Для этого, однако, необходимо резкое повышение технологического уровня российской экономики, для чего нужны инвестиции, а значит – адекватный инвестиционный и деловой климат.

В заключение необходимо подчеркнуть, что снижение зависимости российской экономики от экспорта нефти и энергоносителей в целом, а также ее диверсификация ни в коем случае не означает, что внимание государства должно полностью переключиться на другие отрасли экономики.

Даже в случае успешной модернизации ТЭК еще в течение длительного времени будет одним из ведущих секторов российской экономики, обеспечивающим основную часть экспорта и существенную часть доходов бюджета. Поэтому финансирование модернизации со стороны топливно-энергетического комплекса не должно достигать размеров, ведущих к его финансовому обескровливанию.

При этом модернизация и инновационное развитие экономики, в свою очередь, должны обеспечивать ТЭК новыми технологическими решениями, повышающими эффективность его работы. Иными словами, модернизация может быть успешной только в том случае, если от противопоставления удастся перейти к взаимовыгодному сотрудничеству ТЭК и других отраслей экономики.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный анализ развития российской экономики и энергетики в их тесной взаимосвязи на сорокалетнем временном отрезке с 1990 по 2030 г. показал, что, только оглядываясь в прошлое и всматриваясь в пока еще неясные контуры будущего, можно увидеть важнейшие системные особенности российского энергетического развития, свершившиеся и ожидаемые тектонические изменения трендов, закономерностей и взаимосвязей, незаметные глазу и невидимые в ежегодной статистике.

В целом результаты развития России в 1990-2010 гг. оказались противоречивыми.

С одной стороны, в условиях болезненного перехода к рыночной экономике и ужесточения международной конкуренции Россия в 1990-2010 гг. прочно заняла место сырьевого (энергетического) придатка для развитых и бурно развивающихся стран мира. В конце 1980-х гг. СССР по экономической мощи намного превосходил Китай, Индию и Бразилию, вместе взятые (занимал второе место в мире после США), а по уровню развития – качественно превосходил их. К 2010 г. не до конца преодоленный кризис российской экономики на фоне быстрого роста экономик большинства развивающихся стран привел к тому, что Россия стала слабым звеном БРИК. Лидируя по душевому ВВП за счет нефтегазового сектора, Россия по многим технологическим и структурным показателям уже уступает Бразилии и Китаю. Углубилось отставание России от развитых, а теперь и от ведущих развивающихся стран по научно-производственному потенциалу.

С другой стороны, и об этом тоже не следует забывать, в течение прошедших 20 лет ТЭК полностью обеспечивал потребности страны в топливе и энергии, сохранив тем самым энергетическую независимость России. Была преодолена тенденция спада и начался рост добычи газа, нефти и угля, производства электроэнергии, объема и глубины переработки нефти. Производственные структуры ТЭК в результате проведенных структурных преобразований, либерализации и приватизации в значительной мере адаптировались к рыночным методам хозяйствования. Сформированы основы регулирования хозяйственных отношений в энергетическом секторе экономики, включая вопросы недропользования, налогообложения, ценообразования, энергоэффективности и инновационного развития. За годы реформ ТЭК обеспечил не только физическую, но и экономическую выживаемость страны.

Реформирование экономики и энергетики – важнейший фактор развития энергетического сектора России в последние двадцать лет. Накануне процесса трансформации энергетический сектор России, безусловно, нуждался в реформировании, и отраслевыми специалистами и руководством был раз-

работан и предложен план собственного реформирования. Этот план (точнее, совокупность взаимосвязанных отраслевых планов) был реализован только частично, но, тем не менее, сыграл конструктивную роль, поскольку в других отраслях таких планов не было вовсе. Тем не менее рыночные реформы в энергетике шли и идут весьма трудно, и обусловлено это не столько конкретными ошибками реформаторов, сколько объективной сложностью задачи.

Ключевая проблема состоит в тесной взаимосвязи между организационной и, шире, институциональной структурой энергетики и особенностями ее материально-технической базы. В России уникальные производственно-технологические комплексы, которые создавались в советский период (в первую очередь единая электроэнергетическая и газотранспортная системы), были ориентированы на единые иерархические системы управления и диспетчеризации.

Изменение отношений собственности на подобные активы – их приватизация и передача различным собственникам – не в состоянии сами по себе обеспечить требуемый рост эффективности и повышения отдачи для общества, поскольку сама их технологическая структура исключает формирование конкуренции и эффективного рынка.

Между тем раздробление этих производственно-технологических комплексов сопровождается неприемлемыми экономическими потерями и распадом инфраструктуры, обеспечивающей энергетическую безопасность страны. Наличие в энергетике России значительной доли подобных активов требует весьма специфических методов регулирования энергетики, которые должны ограничивать монопольную власть структур, контролирующих ключевые элементы энергетической инфраструктуры.

Переходный период определяется не длительностью переоформления прав собственности на подобные активы (или становления новых владельцев в статусе заинтересованных и эффективных собственников), а длительностью инвестиционного цикла, связанного с созданием новых, ориентированных на адаптированные к современным реалиям экономические процедуры управления, производственных активов.

В результате реформ 1990-2000-х гг. сложились базовые рыночные институты, но они несли в себе глубокие искажения – коррупцию, криминализацию, искаженную структуру рынков, слабость прав собственности – которые остро проявлялись в 1990-е гг., а в 2000-е гг. сохранились. Главными причинами разрушительных явлений в экономике было то, что избранная стратегия реформ не была приспособлена для реального состояния национальной экономики. Ключевым фактором роста издержек поиска ренты (перераспределения) стало исключительно быстрое проведение приватизации, которое в условиях слабости законодательства стало базой для непрерывного передела собственности вместо реального экономического развития. В 2000-е гг. имели место

сложные тенденции, связанные как с приватизацией активов ТЭК, так и с частичным возвратом их в государственную собственность. Главным результатом десятилетия стало формирование мощной группы государственных компаний, оказывающих серьезное влияние на энергетическую политику.

С точки зрения структурных реформ Россия – все еще в начале трансформационного периода в энергетике. Основным результатом реформ в энергетике России можно считать то, что удалось сдержать неконтролируемый распад ранее созданных производственно-технологических комплексов. Но говорить о создании предпосылок для устойчивого развития энергетики России в изменившихся условиях преждевременно. Создать систему, ориентированную на воспроизводство производственных активов, в России пока не удалось. Проблема заключается не только в непостоянстве правил игры, формулируемых на государственном уровне, но также и в высокой степени монополизации всех сфер и видов деятельности в энергетике.

Энергетика России в 2000-е гг. развивалась по неоптимальному пути. Полученные в «тучные годы» финансовые ресурсы были частично использованы на накопление государственных резервов, частично – направлены на текущее потребление, а частично (особенно с 2005 г.) – вложены в капиталоемкие инфраструктурные проекты сомнительной экономической эффективности. Анализ показывает явную несбалансированность усилий государства и энергетических компаний в части развития различных отраслей ТЭК и регионов РФ. На фоне очевидных успехов в сфере реализации крупных энергетических проектов обострились застарелые проблемы российского ТЭК (высокий износ основных фондов, низкая энергоэффективность и пр.). За парадным фасадом экспортных энергетических проектов все более явственно проступили контуры внутренних проблем российского ТЭК, обнажающие нищету российской энергетики.

Главный урок последнего кризиса, да и всех 2000-х гг. – принципиальная ограниченность модели роста, основанной на наращивании экспорта ТЭК и использовании экспортных доходов, и необходимость перехода на новую модель роста с иной ролью ТЭК. Темпы экономического роста резко замедлились (до 4 %), и выход на докризисные показатели роста (порядка 6-7 % в год и выше) в среднесрочной перспективе представляется маловероятным. Кризис поставил российскую экономику перед развилкой, которая надолго определит траекторию ее развития. Ключевой вопрос состоит в том, что будет после 2013 г.: сложится ли траектория экономического роста с темпом 6-7 % в год или 3-4 % и менее? Иными словами, реализуется ли сценарий модернизации или сценарий стагнации?

Между тем Россия сталкивается с новыми вызовами в энергетической сфере.

Главный внутренний вызов заключается в необходимости обеспечить эффективное и надежное удовлетворение внутреннего спроса, не сдерживая эко-

номического развития запредельными операционными и инвестиционными затратами. Главная угроза для экономики – постоянный рост издержек в индустриальной энергетике России из-за комплекса объективных и субъективных факторов. Экономика рискует надорваться под тяжестью растущих издержек индустриальной энергетики.

Главный внешний вызов заключается в необходимости преодоления угроз, связанных с неустойчивостью мировых энергетических рынков и волатильностью мировых цен на энергоресурсы, диверсификацией энергетики крупнейших стран-потребителей, снижением роли традиционных углеводородов при опережающем росте возобновляемой энергетики и целого комплекса новых энергетических технологий.

Анализ долгосрочных тенденций мирового энергетического развития показывает, что в 2011-2030 гг. начнется переход к новому энергетическому укладу. При этом скорость этого перехода будет определять, по какому сценарию пойдет мировое энергетическое развитие. Сценарии развития мировой энергетики создают для России как значительные риски, так и новые возможности. Если в 1990-2000-е гг. доминирующими тенденциями в мировой энергетике были рост международной торговли энергоресурсами и глобализация, что создавало благоприятные условия для экспортно-сырьевой модели роста в России, то в конце 2000-х гг. наметилась обратная тенденция роста региональной самодостаточности, и в будущем, по-видимому, эта тенденция сохранится. Регионализация энергетики является парадоксальным следствием глобализации мировой экономики и распространения новых энергетических технологий. Этим сдвигам соответствуют и институциональные изменения на внешних рынках, к которым Россия должна своевременно адаптироваться. В перспективе следует ожидать глубокой трансформации структуры нефтяного рынка, а цены на нефть будут иметь тенденцию к снижению из-за торможения спроса.

Неблагоприятного сценария можно избежать, если осуществить своевременные структурные реформы и запустить комплексный проект модернизации российской экономики. К сожалению, пока перспективы российской экономики выглядят в целом неблагоприятно: структурные реформы буксуют, зависимость экономики от сырьевого экспорта не снижается, ожидаются сравнительно низкие темпы экономического роста, что делает структурную перестройку невозможной. В перспективе при реализации сценария модернизации экономики России за первую половину 2010-х гг. должна быть восстановлена дееспособность государства как организатора экономического развития, повышена эффективность государственного управления, снижено административное давление, запущены крупные и эффективные программы строительства инфраструктуры, резко улучшен инвестиционный климат. Затем должен наступить новый этап инвестиционного и промышленного роста, основанный на

интеллектуализации и росте энергоэффективности производственных процессов. Неоиндустриализация России потребует высоких темпов роста инвестиций как собственно в промышленность, так и в модернизацию энергетической и транспортной инфраструктуры (включая жилищное строительство, дороги, электроэнергетику, теплоснабжение). В 2020-е гг. в случае успешной реализации первого (неоиндустриального) этапа модернизации возможен постепенный переход к инновационному развитию экономики, для которого уже будет создана промышленная, технологическая, кадровая и институциональная база.

В условиях перелома экономических и энергетических тенденций, незавершенного реформирования энергетики и новых вызовов Россия особенно нуждается в адекватной стратегии развития энергетики. Российская экономика и энергетика требуют смены парадигмы развития и ухода от чрезвычайно высокой зависимости экономики страны от экспорта углеводородов. ТЭК России для мировой энергетической системы должен стать не энергетическим придатком, а центром энергетических инноваций и экспорта энергетических услуг и технологий. Во всех отраслях необходимо сосредоточить основное внимание на реализации крупных инвестиционных проектов, с одной стороны, и повышении эффективности отраслевых рынков – с другой (прозрачность деятельности естественных монополий, развитие конкуренции, справедливые принципы организации торговли). Наконец, общей для всех отраслей ТЭК, а также для экономики в целом, является задача повышения энергоэффективности. Необходима системная государственная политика структурного и технологического энергосбережения с использованием различных инструментов. Повышение эффективности российской энергетики немыслимо без консолидации профессионального сообщества, в том числе в процессе непрерывной работы над Энергетической стратегией.

Развитие энергетического сектора должно рассматриваться в неразрывной связи с модернизацией экономики в целом. Энергетика должна сыграть роль финансовой и организационной опоры модернизации России, обеспечивая эффективное энергоснабжение, экспортные поступления, поток заказов для промышленности, сферы услуг и научно-технического сектора, а также содействуя оздоровлению инвестиционного климата. В конечном счете без прозрачных и справедливых правил игры и крупных энергетических проектов социально-экономическое развитие России невозможно.

Таким образом, ***наш главный вывод – российский ТЭК в целом и отдельные его отрасли уже не могут развиваться в рамках инерционных трендов прошлых лет.*** Они ведут лишь к обострению существующих проблем и появлению новых. Советский опыт показывает, что важно дополнять управление «сверху» системой горизонтальных связей и как опасна концентрация процес-

сов развития в руках одного субъекта – государства – без поддержки инициативы хозяйствующих субъектов снизу, чтобы в экономике и энергетике были достаточно эффективные механизмы саморазвития и саморегулирования.

Постсоветский опыт показывает, что главный риск развития России – это кризис способности государства к реализации важнейших проектов развития и проведению сложных реформ. Критически важная задача – кардинальное повышение качества государственного управления. Эта задача выходит за пределы собственно энергетики, но играет для ее развития огромную роль, поскольку энергетический сектор отличается крайней сложностью, высоким (и во многом неизбежным) присутствием государственных компаний, необходимостью принимать долгосрочные, стратегические решения, которые должны быть аналитически и научно обоснованными. Либо эта задача в экономике и энергетике будет решена, что откроет дорогу для модернизации, либо 2010-2020 гг. станут периодом системного кризиса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аганбегян А. О месте экономики России в мире // Вопросы экономики. 2011. №.
2. Активный эффект. Тематическое предложение к газете «Коммерсантъ», № 26, четверг, 26 мая 2011 г.
3. Ананенков А.Г., Мастепанов А.М. Газовая промышленность России на рубеже XX и XXI веков: некоторые итоги и перспективы. М.: ООО «Газойл пресс», 2010.
4. Арсужин Е. Зеленый тупик. Почему в России терпят фиаско проекты экономики тепла и электроэнергии // Известия, № 49 (28 310), 23 марта 2011 г.
5. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России). – М., МГФ «Знание», 2000.
6. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (Проблемы функционирования и развития электроэнергетики). М.: МГФ «Знание», 2001.
7. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (Газовая промышленность России). М., МГФ «Знание», ГЭИТИ, 2005.
8. Белоусов Д.Р. Итоги развития российской экономики в 2009 г. и ее долгосрочный прогноз // Проблемы прогнозирования. 2010. № 6.
9. Беляев Л.С. Проблемы электроэнергетического рынка. Новосибирск: Наука, 2009.
10. Бозо Н.В. Институциональные барьеры в развитии нефтегазового сектора России / Н.В. Бозо, Е.В. Малышева, В.В. Шмат. Новосибирск: Издательство НГТУ, 2010.
11. Бушуев В.В., Макаров А.А., Мастепанов А.М., Саенко В.В., Троицкий А.А., Шафраник Ю.К., Яновский А.Б. Энергетика России 1920-2020 гг. М., 2008 г.
12. Вестник областного Совета народных депутатов. Тюмень. 1991. № 5.
13. Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике // Академия Энергетики. 2011. № 2.
14. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России на период до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г. (май 2010 г.). АПБЭ.
15. Глазьев С. Стратегия опережающего развития России в условиях глобального кризиса. М.: Экономика, 2010.
16. Глобальная энергетика и устойчивое развитие (Белая книга) / Под ред. Бушуева В.В. и Мастепанова А.М. М.: МЦУЭР, 2009. 374 с.
17. Глушченко Ю. Н. Европейский вектор нефтяной отрасли России. М., 2005.
18. Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом». Годовой отчет за 2010 г. М., 2011.
19. Гуриев С. Российская экономика: внешнее благополучие и внутренние системные проблемы // Национальный банковский журнал. 2011. № 6 (85).1

20. Данников В.В. Холдинги в нефтегазовом бизнесе: стратегия и управление. М.: ЭЛВОЙС-М, 2004.
21. Джафаров И.С., Боксерман А.А., Рожков Г.В. Ресурсная база и развитие нефтедобычи в России. СПб.: Недра, 2006.
22. Долгосрочные перспективы российской нефти (анализ, тренды, сценарии) / Петров В.В., Поляков Г.А., Полякова Т.В., Сергеев В.М. М.: Фазис, 2003.
23. Дорожная карта развития электроэнергетики России на период до 2030 г. // Отчет подгруппы под руководством академика Э.П. Волкова рабочей группы по разработке ЭС-2030.
24. Епишев А.П. Единая Европа определила контуры энергетического будущего // Академия Энергетики. 2011. № 2.
25. Естественные монополии России // под общ. ред. Саакяна Ю.З. Ин-т проблем естеств. монополий. М.: ИПЕМ, 2007. 408 с.
26. ИАЦ Минерал // <http://www.mineral.ru>.
27. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID. М.: ИАЦ «Энергия», 2010
28. Козеняшева М.М. Иностранный капитал в нефтяном комплексе Российской Федерации: тенденции и перспективы. М.: ГУУ, 2008.
29. Колчин С.В. Стратегические интересы России в нефтегазовом комплексе: научный доклад. М.: Институт экономики РАН, 2009.
30. Колчин С.В. Развитие российского нефтегазового комплекса: предпосылки и перспективы. – М.: Эпикон, 2001.
31. Кондратенко Н.М. Нефтяная рента в СССР. СПб.: СПбГУ, 2008.
32. Конопляник А.А. Реформы в нефтяной отрасли России (налоги, СРП, концессии) и их последствия для инвесторов. М.: Олита, 2002.
33. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 1662-р.
34. Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях. Одобрена решением Правительством Российской Федерации от 10.09.1992 г.
35. Коржубаев А.Г. Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на Востоке России. Новосибирск:, 2010.
36. Корцун А.С. Обращение с РАО на российских АЭС: проблемы и пути решения.
37. Крюков В.А., Токарев А.Н. Нефтегазовые ресурсы в трансформируемой экономике: о соотношении реализованной и потенциальной общественной ценности недр (теория, практика, анализ и оценки). Новосибирск: Наука-Центр. 2007. 588 с.
38. Крюков В.А. Институциональная структура нефтегазового сектора – проблемы и направления трансформации. Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1998. 274 с.
39. Лочан С.А. Стратегии развития нефтегазового комплекса России. М.: МАКС Пресс, 2001.

40. Маймина Э., Егозарьян В. Государство на рынке интеллекта // Финансовый контроль. 2011. № 6 (115).
41. Макаренко Б. Эволюционный путь к современности. Политическая модернизация: дискуссия о шансах и сценариях // Независимая газета, 8 августа 2011 г.
42. Мастепанов А.М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития (справочно-аналитический сборник в двух томах). Изд. 4-е, переработанное и дополненное. М.: ИАЦ «Энергия», 2010.
43. Мастепанов А.М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков - состояние, проблемы и перспективы развития / Спр.-аналит. сб., 3-е изд., перераб. и доп. Новосибирск: Наука, 2010.
44. Мастепанов А.М. Энергетика и геополитика – IX Форум «Клуба Ниццы»: некоторые итоги, выводы и комментарии. М.: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2011, 88 с./ Приложение к общ.-деловому, научному журналу «Энергетическая политика».
45. Мастепанов А.М., Нигматулин Б.И., Рачков В.И. Состояние, проблемы и перспективы развития атомной энергетики Российской Федерации. Раздел ФС «Анализ, проблемы, перспективы. Топливо-энергетический комплекс России». Выпуск 5. М., Центр стратегических программ, 2002.
46. Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. Актуальные задачи нефтяной политики России // Мировая энергетическая политика, сентябрь 2003, № 9 (19).
47. Материалы МПР России // <http://www.mnr.gov.ru>.
48. Материалы МЭР России об итогах социально-экономического развития России за период 1992-2010 годов.
49. Меморандум Правительства Российской Федерации об экономической политике в 1992 году.
50. Мировая энергетика: состояние, проблемы, перспективы / Под ред. Бушуева В.В. М.: ИД «Энергия», 2007. 664 с.
51. Мировой нефтегазовый рынок: инновационные тенденции. Под ред. д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. Е.А. Телегиной и д.э.н. Ю.К. Шафраника. М.: ИАЦ «Энергия», 2008. 358 с.
52. Некрасов А.С., Синяк В.Ю., Воронина С.А. Перспективы развития тепло-снабжения России // Проблемы прогнозирования. 2011. № 2 (125).
53. Нефтегазовая вертикаль. 2010. № 19.
54. Нефтегазовый сектор России в теории и на практике / Под ред. В.А.Крюкова, А.Е.Севастьяновой. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2003.
55. Нефть и газ Восточной Сибири / И.А. Кушмар и др. - СПб.: Недра, 2006.
56. Нефть, газ Арктики: Материалы международной научно-технической конференции / Под ред. В.П.Гаврилова. М.: Интерконтакт Наука, 2007.
57. Нефть. Газ. Модернизация общества. Редакторы Н. Добронравин, О. Маргания // Экономическая школа. 2010. 536 с.
58. Нефтяная промышленность России – сценарии сбалансированного развития. Проект//Коллектив авторов. М.: Институт энергетической стратегии, 160 с.

59. Новиков А.И. Нефтегазовые проекты на шельфе: концессионные механизмы и инвестиционная конкурентоспособность. М.: Издательство РАГС, 2006.
60. Норт Д. Понимание процесса экономических изменений. М.: ИД ГУ ВШЭ, 2010.
61. Основные концептуальные положения государственной энергетической программы РСФСР на период до 2010 г. Вариант 1989 г.
62. Основные направления социально-экономической политики Правительства Российской Федерации на долгосрочную перспективу (2000-2010 годы) – «программа Грефа».
63. Основные положения энергетической программы СССР на длительную перспективу, 1984 год.
64. Отчет Системного оператора Единой электроэнергетической системы России о функционировании ЕЭС России в 2010 году.
65. Оценка потребности в электроэнергии по федеральным округам России на период до 2020 г. и 2030 г. Отчет Институт энергетической стратегии 2009 г. (Ю.М. Коган).
66. Паже Жан-Пьер. 20 лет экономического перехода в России: итоги и уроки // Проблемы прогнозирования. 2011. № 2 (125).
67. Паппэ Я.Ш., Галухина Я.С. Российский крупный бизнес: первые 15 лет. Экономические хроники 1993-2008 гг. М.: ГУ-ВШЭ, 2009.
68. Перчик А.И. Налогообложение нефтегазодобычи. М.: Нестор Академик Паблишерз, 2004.
69. Похищение Европы // Разведка & добыча. 2011. № 3.
70. Прогнозные и отчетные данные Минэкономразвития России, Минэнерго России, Росстата, электроэнергетических компаний.
71. Программа «500 дней». С. Шаталин, Г. Явлинский и др. 1991 г.
72. Программа Правительства РФ неотложных мер по оздоровлению экономической ситуации, 1991 г.
73. Разумнова Л.Л. Проблемы современной нефтяной политики. М.: МАКС Пресс, 2006.
74. Реформирование естественных монополий России / под общ. ред. Саакяна Ю.З. Институт проблем естественных монополий. М.: ИПЕМ, 2010. 372 с.
75. Российская электроэнергетика-2050 в контексте инновационного развития. М.: Институт энергетической стратегии, 2011.
76. Сайт ОАО «Урановый холдинг АРМЗ («Атомредметзолото») // <http://www.armz.ru>.
77. Саркисов, А.С. Стратегия освоения ресурсов нефти и газа Восточной Сибири. АМ.: МАКС Пресс, 2009.
78. Сатаров Г. Прологомены к последней модернизации в России // Вопросы экономики. 2011. № 5.
79. Сафронов А., Голоскоков А. EROEI как показатель энергоэффективности // Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 4.
80. Симонова М., Попов А. Дело труба // РБК. 2010. № 7.
81. Славкина М.В. Великие победы и упущенные возможности. Влияние нефтегазового комплекса на социально-экономическое развитие СССР в 1945-1991 гг. М.: Наука, 2004.

82. Славкина М.В. Триумф и трагедия. Развитие нефтегазового комплекса СССР в 1960-1980-е годы. М.: Наука, 2002.
83. Социально-экономическое положение России за 2001-2009 годы, Москва НИЦ «Статистика России».
84. Сухецкий С.П. Нефтяной бизнес: влияние налоговой нагрузки на инвестиционный процесс. М.: Кн. дом «ЛИБРОКОМ», 2009.
85. Сценарные условия и основные макроэкономические параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2010 год и плановый период 2011 и 2012 годов.
86. Топливо-энергетический комплекс России. 2000-2009 гг. (справочно-аналитический обзор). М.: Институт энергетической стратегии, 2010. 423 с. (электронный ресурс).
87. Топливо-энергетический комплекс России: 2000-2008 гг. (справочно-аналитический обзор) / под общ. ред. проф., д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Мастепанова, к.г.н. А.И. Громова. Институт энергетической стратегии. М.: ИАЦ «Энергия», 2009.
88. Тренды и сценарии развития мировой энергетики в первой половине XXI века (под ред. Бушуева В.В.) М.: Институт энергетической стратегии, 2011.
89. ТЭК и экономика России: вчера – сегодня – завтра. Взгляд из 2009 г. М.: Институт энергетической стратегии, 2009.
90. ТЭК, стратегия развития. 2011. № 2 (08).
91. Указ Президента Российской Федерации от 30 сентября 1995 г. № 889 «О порядке передачи в 1995 году в залог акций, находящихся в федеральной собственности».
92. Указ Президента Российской Федерации от 1 апреля 1995 г. № 327 «О первоочередных мерах по совершенствованию деятельности нефтяных компаний».
93. Указ Президента Российской Федерации от 14 августа 1992 г. № 922 «Об особенностях преобразования государственных предприятий, объединений, организаций топливно-энергетического комплекса в акционерные общества».
94. Указ Президента Российской Федерации от 17 ноября 1992 года № 1403 «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения».
95. Финансовый контроль. 2011. № 6 (115).
96. Фролов И.Э. Возможности и проблемы модернизации российского высокотехнологического комплекса // Проблемы прогнозирования. 2011. №3 (126).
97. Фролов И.Э., Ганичев Н.А., Кошовец О.Б., Ципко В.А. Анализ управления и контроля бюджетными ресурсами в условиях финансово-экономического кризиса: зарубежный опыт и уроки для России. М.: Изд. Счетной палаты РФ, 2011.
98. Хоршев А.А., Макарова А.С., Ерохин И.В., Панкрушина Т.Г. Перспективы развития теплофикации в России // Академия Энергетики. 2011. № 2.

99. Хрусталеv Е.Ю., Славянов А.С. Проблемы формирования инвестиционной стратегии инновационно-ориентированного экономического роста // Проблемы прогнозирования. 2011. № 3 (126).
100. Цаголов Г. Кризис и модернизация. М.: Экономика, 2010.
101. Цены на нефть и структура нефтяного рынка: прошлое, настоящее, будущее. М.: ИАЦ «Энергия», 2009. 80 с.
102. Чердабаев Р.Т. Нефть. Вчера, сегодня, завтра. Юнайтед Пресс, 2010.
103. Череповицын А.Е. Концептуальные подходы к разработке инновационно-ориентированной стратегии развития нефтегазового комплекса. - СПб.: 2008.
104. Шафраник Ю. К. Концепция долгосрочного развития нефтяной промышленности России. 2010. 30 с.
105. Шафраник Ю.К. Нефтегазовый фактор России. М.: ООО «Второй Вариант», 2005.
106. Шафраник Ю.К. Нефтяная промышленность в системе национальной экономики и геополитики России. М., 2004
107. Шафраник Ю.К., Башмаков Г.С., Бинкин Б.А. и др. Концепция перехода Тюменской области на принципы самоуправления в условиях формирования рыночной экономики. –Тюмень, 1990., 148 с.
108. Шафраник Ю.К., Малышев Ю.Н., Козовой Г.И. Реструктуризация угольной промышленности России. Новая парадигма развития. М.: Нефть и газ, 2004.
109. Электроэнергетика России в период до 2030 года: контуры желаемого будущего. М.: ИНЭИ, 2007.
110. Энергетика России: взгляд в будущее (Обосновывающие материалы к Энергетической стратегии России на период до 2030 года). М.: ИД «Энергия», 2010. 616 с.
111. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, Институт энергетической стратегии, ИАЦ «Энергия», 2010.
112. BP Statistical Review of World Energy 2010. BP Statistical Review of World Energy. London: British Petroleum, 2009.
113. Building Bridges: State of the Voluntary Carbon Markets 2010. Bloomberg New Energy Finance, 2010.
114. CO₂ Emissions from Fuel Combustion, IEA/OECD”, 2006 Edition.
115. Energy Forecasts and Scenarios. 2009-2010 Research. Final Report. Institute for Energy and Finance, 2011.
116. Energy Technology Perspectives. IEA 2006, 2008, 2010.
117. Global Automotive Overview. PwC Automotive Institute, 2009.
118. Global energy perspectives to 2050 and beyond. World Energy Council; International Institute for Applied Systems Analysis, 1995.
119. Global Trends in Sustainable Energy Investment 2009. Bloomberg New Energy Finance, 2010.
120. IMF World Economic Outlook Databases. <http://www.imf.org/external/ns>.

121. International Energy Outlook 2009. Energy Information Administration. Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy. Washington, DC, 2009.
122. Key World Energy Statistics. IEA, 2009.
123. Maddison A. The World Economy: Historical Statistics. OECD Development Centre, Paris, 2003.
124. OPEC Annual Statistical Bulletin. OPEC, 2008.
125. Renewables Global Status Report 2009. RNE21, 2010.
126. Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply. Stuttgart, Berlin, Utrecht, Wuppertal, 2009.
127. The Red Book. 2001, 2003, 2005, 2007, 2009 Editions. NEA, IAEA, 2001-2009
128. Uranium Resources 2007: Resources, Production and Demand. – NEA, IAEA, 2007.
129. World Bank Statistical Database. - <http://data.worldbank.org>.
130. World Energy Outlook 2009. – Paris: International Energy Agency, 2009.
131. World Energy Outlook 2010. OECD/IEA, Paris, 2010.
132. World Nuclear Association Market Report 2009. WNA, 2010.
133. World Nuclear Industry Status Report 2009. MIT, 2010.
134. World Oil Outlook. OPEC, 2009.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение к разделу 1

Энергетика в системе национального богатства России

Национальное богатство страны, или суммарная стоимость всех факторов производства на ее территории, является основой социально-экономического развития.

Национальное богатство включает в себя природный капитал, социально-производственный капитал и нематериальный капитал (человеческий и социальный). Природный капитал делится на палеокапитал (топливно-энергетические ресурсы, руды, другие полезные ископаемые), экапитал (биота, вода, воздух) и территорию. Социально-производственный капитал – это основные фонды и финансовые активы. Человеческий капитал состоит из витального капитала (демографического потенциала), интеллектуального и духовного потенциала. Существуют различные оценки величины национального богатства, но наиболее общепринятой является методика Всемирного Банка (Приложение 1.1).

Приложение 1.1. Национальное богатство в мире

Регион	Национальное богатство, трлн долл.	Национальное богатство (тыс. долл. / чел.)			
		Природный капитал	Социально производственный капитал	Нематериальный капитал	Общий капитал
Мир	550	15	15	60	90
ОЭСР	275	10	70	280	360
ОПЕК	95	70	30	90	190
Россия	60	100	40	200	340
ОЭСР/РФ	4,5	0,1	1,75	1,4	1,1

Источник: Всемирный банк.

Оценки Института энергетической стратегии исходят из принципиально равной ценности всех составляющих национального богатства, дающих в сумме величину в 165 трлн долл. (Приложение 1.2). По оценкам Всемирного банка, стоимость природных минерально-сырьевых ресурсов России составляет 14 трлн долл., из которых на долю ТЭР приходится 50 %. По оценкам Института энергетической стратегии, с учетом биотических и земельных ресурсов наш природный капитал достигает 58 трлн долл., в т. ч. стоимость доказанных запасов ТЭР составляет 24 трлн долларов. Доказанные запасы российской нефти составляют 6,4 % мировых, природного газа – 26,6 %, угля – 30 %. При этом

вне экономических оценок остается наше природное богатство, включая запасы воды, чистого воздуха, а также размер территории.

Приложение 1.2. Национальное богатство России, трлн долл.

	Всемирный банк	ЦЭМИ	ИЭС
Всего	60	350	165
Природный капитал	17,5	270	58
В т.ч. ТЭР	3,5-3,8	190	14
нефть			3
природный газ			6,4
экологические ресурсы			23
земля		7	25
Социально-производственный капитал	28	50	57
производственные фонды	7,5	28	8
социальный капитал	20,5	22	49
Нематериальный капитал	15	30	50

Источник: Всемирный банк, ЦЭМИ, Институт энергетической стратегии (ИЭС), Тарко А.М.

Величина национального богатства России без учета стоимости Земли дает сумму в 140 трлн долларов. Нефтегазовый капитал сосредоточен в основном в Западной Сибири, биотический – в Сибири и на Дальнем Востоке, а социально-производственный и человеческий – в Центре и Урало-Поволжском регионе (Приложение 1.3). Это отражает различную роль и возможности регионов России в реализации национального богатства как потенциала развития страны и одновременно в расширенном воспроизводстве национального богатства, которое является целевой задачей энергетического и экономического развития. Эти различия необходимо учитывать при выработке политики развития регионов.

Приложение 1.3. Национальное богатство регионов России, трлн долл.

	Природный капитал		Социально-производственный капитал	Нематериальный капитал	Общий капитал
	НГ-капитал	Биотический капитал			
Россия, всего	9,4	23,6	57	50	140
Северо-Запад	1,3	3,8	5,7	5	15,8
Центр		2,4	18,2	15	35,6
Урало-Поволжье	0,8	4,8	18	15,8	39,4
Северный Кавказ	0,1	1,2	4,6	4,5	10,4
Западная Сибирь	4,8	2,6	5,7	4,8	17,9
Восточная Сибирь	1,2	3,7	3,2	2,7	10,8
Дальний Восток	1,2	5,1	2,4	2,1	10,8

Примечание. НГ-капитал – нефтегазовый капитал.

Источник: Институт энергетической стратегии.

Используя понятие национального богатства по сравнению с ВВП, можно более точно представить себе энергетический потенциал страны, включающий человеческий, природный и социально-производственный капитал. В то же время потенциал сам по себе еще не является синонимом благосостояния и успешного развития страны.

Эффективность использования ресурсов в России, в том числе природных, весьма низка. Современное состояние мира наглядно свидетельствует, что страны – экспортеры ТЭР имеют гораздо более низкую эффективность (отношение ВВП к объему всех использующихся ТЭР, включая как потребление в стране, так и экспорт). О том же говорят и показатели энергоэффективности по ряду соседних стран – экспортеров и импортеров энергии. Так, на 1 т н.э. в Алжире создается 400 долл. ВВП, а в Испании – 4600 долларов. В Ираке этот показатель составляет 200 долл., а в Израиле – 6200 долл., в Венесуэле – 800 долл., а в США – 4700 долл., в России – 300 долл., а в ЕС – 5000 долларов.

Поэтому задача повышения энергоэффективности остается ключевой в долгосрочной стратегии развития страны. Для оценки качества жизни и уровня нашего социально-экономического развития целесообразно использовать показатель эффективности как отношения прироста национального богатства в целом к объему всех используемых ТЭР, или всех ресурсов, составляющих энергетический потенциал страны.

Приложение к разделу 2

Приложение 2.1. Среднегодовые и годовые темпы прироста (снижения) основных показателей развития народного хозяйства и ТЭК СССР, %.

	Годы						
	1976-1980	1981-1985	1986	1987	1988	1989	1990
Валовой общественный продукт	4,2	3,3	3,3	2,6	3,5	1,9	-2,0
Потребление ТЭР внутри страны	8,3	3,2	1,6	3,5	1,6	-1,0	-1,6
Энергоемкость валового общественного продукта	-0,8	-0,6	-2,8	-0,1	-1,5	-1,8	-0,6
Электроэнергия (валовая выработка)	4,5	3,8	3,4	4,1	2,4	1,0	0,3
Товарная продукция	4,4	3,7	4,4	3,8	3,9	1,7	-0,7
Промышленности ТЭК	3,6	2,2	3,5	2,9	2,0	-0,7	-1,7
Удельный вес ТЭК в объеме капиталовложений в промышленность, %	32,7	37,0	39,0	38,0	38,0	39,0	36,6

Источник: Госкомстат СССР.

Приложение 2.2. Установленная мощность электростанций в СССР, ГВт

	Годы						
	1980	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Всего	266,7	315,1	322,0	332,3	338,9	341,4	343,7
ТЭС	201,9	225,3	229,8	235,2	239,7	239,6	240,8
ГЭС	52,3	61,7	62,1	62,7	63,8	64,4	65,0
АЭС	12,5	28,1	30,1	34,4	35,4	37,4	37,9

Источник: Госкомстат СССР.

Приложение 2.3. Топливо-энергетический баланс СССР, млн т у.т.

	Годы						
	1980	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Ресурсы – всего	2171,1	2439,9	2536,2	2629,1	2710,8	2709,0	2682,9
Добыча топлива	1895,6	2073,1	2165,7	2230,1	2286,9	2270,8	2210,0
В том числе:							
уголь	476,9	439,8	454,8	459,7	467,0	447,9	425,5
нефть, включая газовый конденсат	862,6	851,3	879,1	892,6	892,8	868,4	816,2
газ природный, включая нефтяной	514,2	742,9	792,7	840,1	889,4	919,2	937,0
сланцы	11,8	10,2	9,6	9,6	8,9	8,9	8,6
торф топливный	7,3	5,5	6,6	3,8	5,9	5,6	3,8
дрова	22,8	23,4	22,9	24,3	22,9	20,8	18,9
Производство первичной электроэнергии	82,1	120,4	119,0	128,0	140,1	136,8	144,8
В том числе:							
ГЭС	60,1	69,8	70,3	71,3	74,9	72,4	76,0
АЭС	22,0	50,6	48,7	56,7	65,2	64,4	68,8
Импорт	17,8	30,8	34,9	33,0	42,7	30,7	25,8
Прочие поступления	6,3	8,0	8,2	8,2	6,9	6,6	6,1
Остатки на начало года	169,4	206,3	208,2	229,8	234,2	264,1	296,2
Распределение, всего	2171,1	2439,9	2536,2	2629,1	2710,8	2709,0	2682,9
Потребление внутри страны, всего	1673,3	1879,5	1910,4	1976,6	2008,9	1985,7	1988,2
На преобразование в другие виды энергии	788,9	908,2	929,1	955,7	980,0	969,2	980,2
На производственно-технологические нужды	884,8	971,3	981,3	1020,9	1028,9	1016,5	1008,0
Экспорт	327,8	352,2	396,0	418,3	446,5	426,8	396,2
Остатки на конец года	170,0	208,2	229,8	234,2	255,4	296,5	298,5

Источник: Госкомстат СССР.

Приложение 2.4. Производство электроэнергии и добыча топлива по видам в СССР

	1980 г.	1985 г.	1986 г.	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.
Электроэнергия – всего, млрд кВт·ч	1293,9	1544,2	1598,9	1664,9	1705,1	1722,0	1725,7
В том числе:							
ТЭС	1037,1	1162,3	1222,4	1258,1	1258,1	1286,0	1280,8
ГЭС	183,9	214,5	215,7	219,8	230,8	223,4	233,4
АЭС	72,9	167,4	160,8	187,0	215,7	212,0	211,5
Топливо							
нефть, включая газовый конденсат, млн т	603,2	595,3	614,8	624,2	624,3	607,2	570,0
газ, млрд куб. м	435,2	642,9	686,1	727,4	770,0	796,1	814,8
уголь, млн т	716,4	726,4	750,9	759,8	771,9	740,3	703,3
торф, млн т	37,4	32,1	30,1	30,1	28,1	28,0	27,1
сланцы, млн т	21,6	15,8	19,4	11,4	17,5	16,8	11,3

Источник: Госкомстат СССР.

Приложение 2.5. Добыча и производство топливно-энергетических ресурсов в СССР и РСФСР

	1980 г.	1985 г.	1986 г.	1987 г.	1988 г.	1989 г.	1990 г.
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч							
СССР	1293,9	1544,2	1598,9	1664,9	1705,1	1722,0	1725,7
РСФСР	804,8	962,1	1001,4	1047,3	1065,5	1076,6	1082,2
Добыча нефти, млн т							
СССР	592,4	582,7	598,9	606,5	605,4	588,4	551,6
РСФСР	540,8	535,4	552,9	559,7	558,5	542,2	505,1
Добыча газового конденсата, млн т							
СССР	10,1	12,3	15,5	17,4	18,5	18,2	18,2
РСФСР	5,8	6,6	9,2	10,6	11,2	10,7	10,2
Добыча газа природного, включая нефтяной, млрд куб. м							
СССР	485,2	642,9	686,1	727,4	770,0	796,1	814,8
РСФСР	254,0	462,0	503,0	544,3	589,8	615,8	640,6
Тюменская обл.	156,2	375,4	418,7	459,4	505,3	539,2	568,9
Добыча угля, млн т							
СССР	716,4	726,4	750,9	759,8	771,9	740,3	703,3
РСФСР	391,3	395,2	407,9	414,7	425,5	409,8	395,3
Объем нефтепереработки, млн т							
СССР	468,8	472,5	479,9	484,5	480,8	475,4	460,3
РСФСР	325,2	308,9	310,6	312,8	310,5	307,4	298,8

Источник: Госкомстат СССР.

Приложение к разделу 3

Приложение 3.1. Основные социально-экономические показатели России¹

	1990 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
Доходы консолидированного бюджета: (с 1995 г. с учетом отчислений в целевые бюджетные фонды):							
млн руб. (до 1998 г. млрд руб.)	159,5	437007	558532	711620	686808	1213631	2097693
в процентах к валовому внутреннему продукту	24,7	28,4	26,0	28,7	25,1	25,5	29,7
Расходы консолидированного бюджета:							
млн руб. (до 1998 г. млрд руб.)	151	486112	652720	839489	842093	1258011	1960074
в процентах к валовому внутреннему продукту	23,4	31,6	30,4	33,9	30,7	26,4	27,7
Профицит (+), дефицит (-) консолидированного бюджета:							
млн руб. (до 1998 г. млрд руб.)	+8,5	49105	94188	127869	155285	44380	137619
в процентах к валовому внутреннему продукту	1,3	3,2	4,4	5,2	5,6	0,9	2,0
Сальдированный финансовый результат (прибыль минус убыток) в экономике, млн руб. (с 1995 г. по данным бухгалтерской отчетности; до 1998 г. млрд руб.)	155,8	250599	124989	173998	115111	723158	1190597
Денежная масса М2 (на конец года), млрд руб. (до 1998 г. трлн руб.)	...	220,8	295,2	384,5	448,3	704,7	1144,3
В том числе:							
наличные деньги вне банковской системы МО	...	80,8	103,8	130,4	187,8	266,6	419,3
безналичные денежные средства	...	140,0	191,4	254,1	260,5	438,1	725,0
Кредитные вложения в экономику (на конец года), млн руб. (до 1998 г. млрд руб.)	178,0	$\frac{186971,5^2}{134508}$	202307,6	276310,2	320326	472820	808095
В том числе:							
краткосрочные	131,1	$\frac{160713^2}{116751}$	196202,4	265935,3	...	...	...
долгосрочные	46,9	$\frac{26258,52^2}{17757}$	6105,2	10374,8 ¹	...	...	...
Инвестиции в основной капитал, млн руб. (до 1998 г. млрд руб.)	249,1	266974	375958	408797	407086	670439	1165181
Индекс потребительских цен (декабрь к декабрю предыдущего года), процентов	...	231,3	121,8	111,0	184,4	136,5	120,2
Индекс цен производителей промышленной продукции (декабрь к декабрю предыдущего года), процентов	...	275,0	125,6	107,5	123,2	167,3	131,6
Индекс цен производителей на реализованную сельскохозяйственную продукцию, в процентах к предыдущему году	...	334,6	143,5	109,1	111,1	199,8	136,5

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Индекс цен производителей в строительстве (декабрь к декабрю предыдущего года), процентов	...	250,0	137,2	105,0	112,1	146,0	135,9
Индекс тарифов на грузовые перевозки (декабрь к декабрю предыдущего года), процентов	...	271,4	122,1	100,9	116,7	118,2	151,5
Внешнеторговый оборот со странами вне СНГ, млрд долл. США	152,9	110,1	119,2	123,4	102,8	92,7	122,2
В том числе:							
экспорт	71,1	65,9	72,0	70,0	59,1	63,6	90,7
импорт	81,8	44,2	47,2	53,4	43,7	29,1	31,5
Внешнеторговый оборот со странами СНГ, млрд долл. США		35,4	39,4	37,6	30,1	22,5	28,2
В том числе:							
экспорт		17,0	18,6	19,0	15,8	12,1	14,8
импорт		18,4	20,8	18,6	14,3	10,4	13,4

Примечания:

1. Данные в стоимостном выражении приведены в фактически действовавших ценах; за 1998-2000 гг. – в масштабе цен, действующем с 1 января 1998 года.

2. В числителе – по методологии расчета, принятой Банком России в 1996-1997 гг., в рублях и иностранной валюте, без Внешэкономбанка, в знаменателе – по методологии расчета, действовавшей в 1995 году.

Источник: Росстат.

Приложение 3.2. Структура производства продукции по основным отраслям промышленности (в ценах 1999 г., в процентах к итогу)

	1990 г.	1995 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
Вся промышленность	100	100	100	100	100
В том числе:					
электроэнергетика	6,6	10,5	11,2	10,1	9,2
топливная промышленность	12,5	16,9	18,1	16,9	15,8
черная металлургия	6,7	7,7	7,8	8,3	8,6
цветная металлургия	8,3	9,0	10,0	10,1	10,3
химическая и нефтехимическая промышленность	6,8	6,3	6,5	7,3	7,5
машиностроение и металлообработка	24,2	19,2	17,9	19,2	20,5
лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность	5,9	5,1	4,5	4,8	4,8
промышленность строительных материалов	4,4	3,8	2,9	2,9	2,9
легкая промышленность	6,4	2,3	1,6	1,7	1,8
пищевая промышленность	14,9	15,3	15,5	14,7	14,9

Источник: Росстат.

Приложение 3.3. Динамика изменения ВВП в 1990-2000 гг.

	Годы										
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Валовой внутренний продукт (в текущих ценах), млн руб. (до 1998 г. – млрд руб.)	644,2	1398,5	19005,5	171509,5	610745,2	1540492,8	2145655,5	2478594,1	2741051,2	4757233,7	7063392,8
В том числе:											
производство товаров	392,6	864,7	9413,6	82393,7	285597,7	647679,0	896221,3	981526,5	1084637,3	1945485,3	2947748,0
производство услуг	210,1	513,4	10020,2	79488,4	301095,0	787828,6	1072107,5	1289141,8	1423295,3	2334096,6	3341560,0
косвенно измеряемые услуги финансового посредничества	-3,1	-30,7	-763,0	-5930,0	-23845,8	-15445,8	-5162,7	-7398,5	-6321,4	-11466,5	-41517,6
чистые (за вычетом субсидий) налоги на продукты	44,6	51,1	334,7	15557,4	47898,3	120431,0	182489,4	215324,3	239440,0	489118,3	815602,4
Валовой внутренний продукт (в сопоставимых ценах), в процентах к предыдущему году	97,0	95,0	85,5	91,3	87,3	95,9	96,6	100,9	95,1	105,4	108,3
Индекс-дефлятор ВВП, в размах к предыдущему году	1,2	2,3	15,9	9,9	4,1	2,8	1,4	1,1	1,2	1,6	1,4

Источник: Росстат.

Приложение 3.4. Индексы производства по отдельным видам экономической деятельности РФ (в % к предыдущему году)

	Годы								
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Промышленное производство	84,0	86,3	78,4	95,4	92,4	101,0	95,2	108,9	108,7
Из него:									
добыча полезных ископаемых	88,2	89,6	92,0	97,3	97,0	100,2	97,7	104,0	106,4
В том числе:									
добыча топливно-энергетических полезных ископаемых	94,7	91,2	93,0	96,8	98,3	100,4	98,9	101,4	104,9
добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических	71,0	83,8	88,3	99,1	91,9	99,3	92,6	115,5	118,2
Обрабатывающие производства	81,8	84,6	72,8	94,2	89,7	102,0	93,8	112,8	110,9
В том числе:									
производство пищевых продуктов, включая напитки и табак	80,0	88,5	80,1	88,5	93,1	99,4	99,2	112,6	105,3
текстильное и швейное производство	71,9	78,9	55,0	70,6	78,4	102,1	92,3	115,3	124,9
производство кожи, изделий из кожи и обуви	78,0	78,0	50,3	67,9	73,0	88,5	78,9	134,2	107,6
обработка древесины и производство изделий из дерева	78,7	83,6	67,1	92,2	80,1	94,4	95,8	111,2	114,1
целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность	88,0	83,0	79,0	108,6	86,5	100,9	105,4	119,3	118,0
производство кокса и нефтепродуктов	82,8	86,5	86,6	100,4	98,6	99,1	91,8	105,3	102,4
химическое производство	79,0	80,7	79,3	108,2	89,5	103,4	93,6	127,6	115,2
производство резиновых и пластмассовых изделий	79,5	80,1	63,8	94,7	89,9	103,2	95,4	122,3	126,1
производство неметаллических минеральных продуктов	80,9	85,3	73,2	92,9	76,9	95,4	93,1	113,7	110,6
металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	82,3	82,7	82,8	102,2	94,4	104,2	94,2	108,5	115,3
производство машин и оборудования	84,4	82,6	62,6	87,3	80,9	100,1	87,5	113,2	105,7
производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	79,8	87,7	60,2	88,5	91,9	99,8	100,3	105,5	125,0
производство транспортных средств и оборудования	85,3	88,4	66,7	89,5	95,0	111,5	88,4	113,8	110,7
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	95,3	95,3	91,2	96,8	97,3	98,2	97,7	98,8	104,0

Источник: Росстат.

Приложение 3.5. Индексы физического объема элементов использования ВВП, в процентах к предыдущему году

	Годы									
	1996	1998	1999	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Валовой внутренний продукт	96,4	94,7	106,4	110,0	106,4	108,2	108,5	105,2	92,2	104,0
расходы на конечное потребление	97,4	97,9	98,8	105,6	109,1	109,5	111,2	108,6	96,5	102,5
домашних хозяйств	95,1	96,6	97,1	107,3	112,2	112,2	114,3	110,6	95,2	103,0
государственного управления	103,1	101,0	103,1	102,0	101,4	102,3	102,7	103,4	100,2	101,4
неликвидных организаций										
обслуживающих домашние хозяйства	100,6	100,5	98,6	101,6	81,7	98,3	102,7	98,6	91,8	98,5
валовое накопление	86,0	54,8	93,4	175,2	109,5	117,7	122,0	110,5	59,0	128,4
валовое накопление основного капитала	78,8	87,6	106,4	118,1	110,6	118,0	121,0	110,6	85,6	106,1
изменение запасов материальных										
оборотных средств	120,7				101,5	115,5	129,3	109,5		
чистый экспорт	122,0	231,8	179,2	84,1	88,1	85,4	73,4	65,2	156,6	57,2
экспорт	103,7	101,9	111,2	109,5	106,5	107,3	106,3	100,6	95,3	107,1
импорт	101,3	82,6	83,0	132,4	116,6	121,3	126,2	114,8	69,6	125,6

Источник: Росстат.

Приложение 3.6. Основные показатели функционирования экономики России, 2000-2010 гг.

Показатели	Единица измерения	Годы				
		2000	2005	2008	2009	2010
ВВП России (в текущих ценах)	млрд руб.	7305,6	21609,8	41276,8	38786,4	44939,2
ВВП России (в неизменных ценах)	% к 1990 г. % к предыдущему году	67,3 110,0	90,7 106,4	112,0 105,2	103,3 92,2	107,4 104,0
ВВП России в долларах США (по официальному курсу)	млрд долл. США	259,6	763,0	1665,5	1221,3	1464,7
ВВП России в долларах США по паритету покупательной способности (ППС)	млрд долл. США % к предыдущему году	1022,2 112,2	1696,7 120,3	2273,9 107,5	2118,8 93,2	2224,7 105,0
ВВП России в долларах США по ППС на душу населения	тыс. долл./чел.	6,87	11,86	16,02	14,93	15,68
Индекс потребительских цен (ИПЦ), к декабрю предыдущего года	%	120,2	110,9	113,3	108,8	108,8
Индекс производства промышленной продукции	% к 1990 г. % к предыдущему году	55,1 108,7	72,2 105,1	83,3 102,1	75,6 90,7	81,7 108,2
Инвестиции в основной капитал	% к 1990 г. % к предыдущему году	26,1 117,4	41,9 110,9	64,6 109,1	54,1 83,8	57,3 106,0
Реальные располагаемые денежные доходы населения	% к предыдущему году	–	111,1	102,7	102,1	104,3
Экспорт товаров	% к предыдущему году	–	132,9	132,8	60,8	132,9
Импорт товаров	% к предыдущему году	–	128,7	130,4	63,5	130,2
Цена нефти марки Urals (мировая)	долл. США в текущих ценах/баррель	26,7	50,6	94,4	61,1	78,2

Источник: Росстат, Минэкономразвития России, CIA-The World Factbook, расчеты Института энергетической стратегии.

Приложение 3.7. ВВП и валовая добавленная стоимость по видам экономической деятельности, в ценах 2003 г., млрд руб.

Коды	Отрасль	Годы						
		2002	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	Валовой внутренний продукт в рыночных ценах	12 310,1	15 058,7	16 286,5	17 676,5	18 604,2	17 150,4	17 842,3
	Валовая добавленная стоимость в основных ценах	10 810,1	13 129,4	14 171,5	15 367,8	16 169,5	15 069,7	15 591,6
Раздел А	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	679,6	676,6	695,0	704,2	749,2	759,0	677,5
Раздел В	Рыболовство, рыбоводство	58,4	54,3	56,5	56,0	52,7	55,6	53,4
Раздел С	Добыча полезных ископаемых	695,1	885,8	860,0	841,4	849,4	853,4	893,7
Раздел D	Обрабатывающие производства	1 744,2	2 141,5	2 282,2	2 453,9	2 401,8	2 043,7	2 295,7
Раздел E	Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	410,3	450,6	471,0	454,8	458,2	435,4	459,5
Раздел F	Строительство	624,0	851,5	960,2	1 085,1	1 205,3	1 029,6	1 022,3
Раздел G	Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования	2 270,3	3 093,3	3 529,8	3 943,3	4 332,3	4 065,5	4 270,1
Раздел H	Гостиницы и рестораны	92,4	108,4	117,0	132,9	146,3	124,4	127,2
Раздел I	Транспорт и связь	1 160,1	1 395,7	1 531,4	1 605,6	1 689,7	1 546,8	1 665,3
Раздел J	Финансовая деятельность	300,7	575,2	721,1	930,8	1 056,7	1 080,1	1 054,5
Раздел K	Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг	1 213,2	1 345,8	1 481,0	1 788,4	1 982,5	1 839,9	1 818,7

Окончание прил. 3.7.

Коды	Отрасль	Годы						
		2002	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Раздел L	Государственное управление и обеспечение военной безопасности; социальное страхование	642,8	644,2	660,2	685,7	706,0	713,5	741,3
Раздел M	Образование	314,2	320,1	321,6	325,1	324,8	320,3	314,4
Раздел N	Здравоохранение и предоставление социальных услуг	388,4	386,1	391,7	396,1	399,9	399,0	404,1
Раздел O	Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	216,4	238,6	256,6	278,5	282,5	227,4	214,9
	Налоги на продукты	1 687,2	2 086,9	2 269,6	2 475,6	2 602,2	2 254,0	2 425,5
	Субсидии на продукты	187,2	151,0	143,4	156,3	153,2	144,0	145,2
	Чистые налоги на продукты	1 500,0	1 928,3	2 110,4	2 302,1	2 427,2	2 095,6	2 261,4

Источник: Росстат.

Приложение 3.8. Индексы производства по отдельным видам экономической деятельности РФ, в % к предыдущему году

	Годы						
	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Промышленное производство	108,7	105,1	106,3	106,8	100,6	90,7	108,2
Из него:							
Добыча полезных ископаемых	106,4	101,4	102,8	103,3	100,4	99,4	103,6
В том числе:							
добыча топливно-энергетических полезных ископаемых	104,9	102,0	102,7	102,7	100,1	100,4	103,1
добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических	118,2	97,7	104,2	104,0	101,1	92,6	107,3
Обрабатывающие производства	110,9	107,6	108,4	110,5	100,5	84,8	111,8
В том числе:							
производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака	105,3	106,6	107,3	107,3	101,9	99,4	105,4
текстильное и швейное производство	124,9	103,6	111,8	99,5	94,6	83,8	112,1
производство кожи, изделий из кожи и обуви	107,6	100,2	122,0	102,3	99,7	99,9	118,7
обработка древесины и производство изделий из дерева	114,1	107,1	103,6	107,9	99,9	79,3	111,4
целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность	118,0	103,6	106,7	108,3	100,3	85,7	105,9
производство кокса и нефтепродуктов	102,4	104,4	106,6	102,8	102,8	99,4	105,0
химическое производство	115,2	104,1	104,7	106,6	95,4	93,1	114,6
производство резиновых и пластмассовых изделий	126,1	116,4	121,0	125,5	122,8	87,4	121,5
производство неметаллических минеральных продуктов	110,6	104,9	114,2	108,3	97,1	72,5	110,7
металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	115,3	107,0	109,7	104,5	97,8	85,3	112,4
производство машин и оборудования	105,7	99,7	111,7	126,7	99,5	68,5	112,2
производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	125,0	133,2	115,0	110,9	92,6	67,8	122,8
производство транспортных средств и оборудования	110,7	107,1	104,7	107,8	100,4	62,8	132,2
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	104,0	100,9	103,4	99,4	100,6	96,1	104,1

Источник: Росстат.

Приложение 3.9. Динамика промышленного производства в России (1992 г. = 100 %)

	Годы									
	1992	1995	1998	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Промышленное производство	100	64,5	57,3	67,9	89,0	94,6	100,6	102,7	93,1	100,8
добыча полезных ископаемых	100	80,2	76,2	84,3	112,3	115,1	117,3	117,5	116,8	121,0
добыча топливно-энергетических полезных ископаемых	100	82,1	80,1	85,2	117,6	120,5	122,8	122,6	123,1	126,9
добыча полезных ископаемых кроме топливно-энергетических	100	73,3	62,0	84,6	87,6	89,8	91,3	92,6	85,7	92,0
обрабатывающие производства	100	58,0	49,8	62,3	84,2	91,2	99,9	103,1	87,4	97,7
производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака	100	62,7	57,6	68,3	94,1	100,6	106,8	108,0	107,4	113,1
текстильное и швейное производство	100	30,6	22,6	32,6	34,5	38,7	38,2	36,4	30,5	34,2
производство кожи, изделий из кожи и обуви	100	26,6	13,6	19,6	27,6	33,7	33,7	34,3	34,3	40,7
обработка древесины и производство изделий из дерева	100	51,7	37,5	47,5	61,7	63,9	67,9	68,8	54,6	60,8
целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность	100	71,2	65,5	92,2	123,5	132,1	144,2	145,3	124,5	131,9
производство кокса и нефтепродуктов	100	75,2	67,5	72,7	85,5	91,5	94,2	96,7	96,1	100,9
химическое производство	100	69,2	60,0	88,2	103,6	108,6	115,1	110,3	102,7	117,7
производство резиновых и пластмассовых изделий	100	48,4	42,8	66,1	93,7	114,1	139,3	156,7	137,0	166,4
производство прочих неметаллических минеральных продуктов	100	58,0	39,6	49,8	63,9	73,9	81,5	80,8	58,6	64,8
металлургическое производство и производство металлических изделий	100	70,0	64,8	81,1	106,3	116,7	119,1	118,9	101,4	114,0
производство машин и оборудования	100	45,1	32,0	38,3	53,2	58,2	69,4	72,1	49,4	55,4
производство электро-, электронного и оптического оборудования	100	46,7	43,0	56,7	145,5	169,2	189,2	174,2	118,1	145,0
производство транспортных средств и оборудования	100	52,8	49,4	62,3	61,7	64,2	74,0	81,0	50,9	67,2
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	100	84,1	78,5	80,7	90,4	94,8	94,6	95,9	92,2	95,9

Источник: Росстат.

Приложение к разделу 4

Приложение 4.1. Динамика внешнего и внутреннего спроса, 2008-2013 гг., в % к предыдущему году

	2008 г.	2009 г.	2010 г.	Прогноз		
				2011 г.	2012 г.	2013 г.
ВВП	5,2	7,9	4,0	4,2	3,9	4,5
Внутренний спрос*	9,1	14,1	6,8	6,2	5,2	5,8
Импорт	15,2	30,4	20,1	11,5	7,0	7,8
Внутреннее производство	7,2	8,9	3,0	4,7	4,6	5,2
Внешний спрос (экспорт)	0,6	4,8	6,6	3,0	1,8	2,3
Структура источников покрытия прироста внутреннего спроса:	100	100	100	100	100	100
импорт	39,7	51,9	65	41,8	30,3	29,7
внутреннее производство	60,3	48,1	35	58,2	69,7	70,3

Примечание. Внутренний спрос - в ценах предыдущего года.

Источник: Минэкономразвития России.

Приложение 4.2. Индексы промышленного производства в 2009-2013 гг., %

Отрасли промышленности	2009 г.	2010 г.	Прогноз		
			2011 г.	2012 г.	2013 г.
Промышленность, всего	90,7	107,6	103,9	103,8	104,9
Добыча полезных ископаемых	99,4	103,5	101,0	100,5	100,9
Обрабатывающие производства	84,8	109,9	105,4	105,5	106,8
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	96,1	104,0	101,6	101,1	101,3

Источник: Минэкономразвития России.

Приложение 4.3. Структура промышленного производства в 2009-2013 гг. в ценах 2009 г., %

Индикатор	Цель 1-го этапа ЭС-2030	Фактическое значение			Риски 1-го этапа ЭС-2030
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	
Доля новых районов в суммарных объемах добычи, %. В том числе:	13 14	2	3	3	Высокие
Ямал	6	0	0	0	Высокие
Восточная Сибирь и Дальний Восток	7 8	2	3	3	Высокие
Доля независимых производителей газа и ВИНК в добыче %,	20	17	20,9	21,6	Очень низкие
Рост протяженности магистральных газопроводов, % к уровню 2005 г.	8 10	3	4	5	Низкие
Доля реконструированных газопроводов в протяженности ЕСГ, %	10 11	4	5	6	Средние
Доля стран Азиатско Тихоокеанского региона в структуре экспорта, %	11 12	0	4,4	7,8	Высокие
Доля сжиженного природного газа в структуре экспорта, %	4 5	0	4,4	7,8	Очень низкие

Источник: Минэкономразвития России.

Приложение к разделу 5

Приложение 5.1. Макроэкономические индикаторы второго этапа КДР (2020 г. в % к 2012 г.)

Макроэкономические индикаторы	% к 2012 г.
Рост ВВП	164 166
Рост производительности труда	171 178
Снижение энергоемкости ВВП	70 75
Рост реальных располагаемых доходов населения	168 170
Рост инвестиций в основной капитал	215 223
Рост потребительских цен	136 142

Источник: Минэкономразвития России.

Приложение 5.2. Динамика внешнего и внутреннего спроса, % к предыдущему году

	2006 г.	2007 г.	2010 г.	Прогноз	
				2015 г.	2020 г.
Динамика прироста по компонентам структуры использования ВВП, %					
ВВП	7,4	8,1	6,6	6,9	6,0
Внутренний спрос	11,1	13,6	9,1	7,7	6,3
Импорт	21,9	27,3	14,9	8,4	6,7
Внутреннее производство	7,5	9,18	7,3	7,4	6,2
Внешний спрос (экспорт)	7,3	6,4	4,7	4,9	5,2
Структура источников покрытия прироста внутреннего спроса	100	100	100	100	100
Импорт	49,2	48,7	38,3	25,5	20,9
Внутреннее производство	50,8	51,3	61,7	74,5	79,1
Структура использования ВВП, %					
ВВП	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Общее конечное потребление	65,7	66,5	63,8	66,1	62,8
домашних хозяйств	48,1	48,2	45,9	50,2	49,1
государственных учреждений	17,1	17,8	17,4	15,5	13,4
Валовое накопление основного капитала	18,6	21,2	21,7	31,6	36,0
Чистый экспорт товаров и услуг	12,8	8,8	10,3	2,1	2,2
Экспорт	33,9	30,7	31,3	20,7	17,6
Импорт	21,1	21,9	20,9	22,8	19,7

Примечание: Внутренний спрос - в ценах предыдущего года.

Источник: Минэкономразвития России.

Приложение 5.3. Структура и динамика производства ВВП в 2006-2020 гг.

	2006 г.	2007 г.	2008 г.	Прогноз	
				2015 г.	2020 г.
Структура добавленной стоимости, %					
ВВП	100	100	100	100	100
Товары	36,7	37,1	37,0	39,4	37,7
производство	27,9	28,0	27,4	27,2	24,4
строительство	4,5	5,1	5,5	9,0	10,7
Услуги	48,6	48,8	47,0	47,0	49,3
торговля	17,7	17,7	17,4	16,9	16,6
транспорт и связь	8,5	8,1	7,4	7,7	8,3
Динамика темпов прироста добавленной стоимости, % к предыдущему году					
ВВП	7,4	8,1	5,6	6,9	6,0
Товары	3,9	5,4	4,0	6,5	5,8
производство	2,6	4,0	2,5	5,0	4,5
строительство	11,6	16,4	9,0	12,2	9,5
Услуги	9,8	9,7	7,4	7,3	6,3
торговля	14,6	12,9	9,1	6,3	6,0
транспорт и связь	9,6	7,7	5,1	10,0	8,0

Источник: Минэкономразвития России.

Приложение 5.4. Структура экспорта в постоянных ценах 2006 года, %

	2007 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Экспорт, всего	100	100	100	100
Машины, оборудование и транспортные средства	6	4,9	11,8	19,2
Минеральные продукты	65,2	69,8	58,6	49,0
Неминеральные сырьевые товары	24,6	20,6	23,0	24,3
Другие товары	4,1	4,6	6,6	7,5

Источник: Минэкономразвития России.

Приложение 5.5. Структура и динамика физических объемов импорта, %

	2011-2015 гг.	2016-2020 гг.
Структура импорта	100	100
потребительский	29,6	27,4
промежуточный	38,4	38,2
инвестиционный	32,0	34,3
Физический темп роста импорта	108,7	106,5
потребительского	105,7	104,9
промежуточного	109,7	105,9
инвестиционного	110,6	108,3

Источник: Минэкономразвития России.

*Приложение 5.6. Целевые макроэкономические индикаторы третьего этапа КДР
(2030 г. к 2020 г., %)*

Макроэкономические индикаторы	% к 2020 г.
Рост ВВП	160-175
Рост производительности труда	165-176
Снижение энергоемкости ВВП	71-76
Рост реальных располагаемых доходов населения	170-180
Рост инвестиций в основной капитал	180-190
Рост потребительских цен	125-135

Источник: Минэкономразвития России.

Приложение к разделам 6 и 7

Приложение 6.1. Расчетный топливно-энергетический баланс России, 2000-2010 гг.

	Единицы измерения	Годы						
		1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
ДОБЫЧА (ПРОИЗВОДСТВО) ПЕРВИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ в РФ								
ВСЕГО	млн т у.т.	1857	1408	1408	1722	1796	1701	1804
% к 1990 г.	%	100	75,8	75,9	92,7	96,7	91,6	97,2
% к 1995 г.	%		100	100,0	122,3	127,6	120,8	128,2
% к 2000 г.	%			100	122,2	127,5	120,8	128,1
в том числе:								
уголь	млн т	395	263	258,3	299	329	301	317
	млн т у.т.	262	176	162,9	193	212	196	208,3
доля от добычи первичных ТЭР	%	14,1	12,5	11,6	11,2	11,8	11,5	11,5
% к 1990 г	%	100	66,7	65,4	75,7	83,4	76,2	80,4
% к 2000 г	%			100	115,8	127,5	116,5	122,9
нефть	млн т	516	307	323,5	470	488	494	505
	млн т у.т.	738	439	462,8	672	698	707	722
доля от добычи первичных ТЭР	%	39,8	31,2	32,9	39,0	38,9	41,6	40,0
% к 1990 г.	%	100	59,4	62,7	91,1	94,6	95,8	97,8
% к 2000 г.	%			100	145,3	150,9	152,8	156,1
газ	млрд куб. м	641	595	583,9	641	664	583	649
	млн т у.т.	739	687	674	739	766	674	750,8
доля от добычи первичных ТЭР	%	39,8	48,8	47,9	42,9	42,7	39,6	41,6
% к 1990 г.	%	100	92,9	91,1	100,0	103,6	91,0	101,3
% к 2000 г.	%			100	109,7	113,8	99,8	111,2
выработка электроэнергии								
ГЭС	млрд кВт·ч	167	177	165,4	175	167	176	168
АЭС	млрд кВт·ч	118	100	130,7	149	163	164	170
ГЭС+АЭС	млрд кВт·ч	285,1	276,9	296,1	324	330	340	339
	млн т у.т.	98,3	95,4	102	112	114	119	118,6
доля от добычи первичных ТЭР	%	5,3	6,8	7,2	6,5	6,3	7,0	6,6
% к 1990 г.	%	100	97,1	103,9	113,6	115,7	119,1	118,8
% к 2000 г.	%			100	109,4	111,5	114,7	114,4
Электроэнергия, вкл. ТЭС)	млрд кВт·ч	1082,2	860,0	877,8	953,1	1040,4	990	1036,8
% к 1990 г.	%	100	79,5	81,1	88,1	96,1	91,5	95,8
% к 2000 г.	%			100	108,6	118,5	112,8	118,1
прочие энергоресурсы	млн т у.т.	19	10,3	6,6	5,6	4,9	4,6	4,6
доля от добычи первичных ТЭР	%	1,03	0,73	0,47	0,33	0,27	0,27	0,25

Продолжение прил. 6.1.

	Единицы измерения	Годы						
		1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
ИМПОРТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ								
ВСЕГО	млн т у.т.	107	32,6	43,7	28,5	36,3	30,7	25,7
в том числе:								
уголь, кокс, сланец	млн т	52,6	19,0	25,7	22,6	31,1	24,0	16,9
	млн т у.т.	31,6	11,5	19,7	15,9	21,9	17,0	11,9
нефть	млн т	17,6	8,5	5,9	2,4	2,5	1,8	1,8
	млн т у.т.	25,2	12,2	8,4	3,4	3,5	2,6	2,6
газ	млрд куб. м	31,1	3,9	13,0	7,7	7,9	8,3	8,3
	млн т у.т.	35,8	4,5	15,0	8,9	9,1	9,6	9,6
нефтепродукты всего	млн т	10,0	3,1	0,4	0,2	1,2	1,1	1,1
	млн т у.т.	14,3	4,5	0,6	0,3	1,7	1,6	1,6
РЕСУРСЫ ОСНОВНЫХ ПЕРВИЧНЫХ ТЭР								
ВСЕГО	млн т у.т.	2062,5	1533,2	1609,0	1893,9	1973,1	1875,0	1982,5
в том числе:								
уголь и кокс	Млн т	514	332,3	315	359	404	377	383
	млн т у.т.	336,3	219,7	202	233	262	246	252
нефть и нефтепродукты	млн т	562,0	332,1	382,8	522,1	542,0	548,1	557,8
	млн т у.т.	802,9	475,0	547,5	746,0	774,8	783,3	797,4
газ	млрд куб. м	699	635,1	650	691	708	624	701
	млн т у.т.	805,8	733	750,6	797	817	722	810
электроэнергия	млрд кВт*ч	285	276,9	296	324	330	340	339
	млн т у.т.	98,3	95	102,0	112	114	119	119
Прочие первичные ТЭР	млн т у.т.	19,2	10	6,6	5,6	4,9	4,6	4,6
ЭКСПОРТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ								
ВСЕГО	млн т у.т.	708,0	478,5	547,7	795,0	813,7	800,8	830,2
доля от объема добычи	%	38,1	34,0	38,9	46,2	45,3	47,1	46,0
% к 1990 г.	%	100	67,6	77,4	112,8	114,9	113,1	117,3
% к 2000 г.	%			100	145,8	148,6	146,2	151,6
в том числе:								
уголь, кокс	млн т	53,6	31,5	47,3	83,2	101,1	107,7	117,7
	млн т у.т.	37,0	21,1	30,5	55,7	67,5	71,5	78,1
доля от объема экспорта ТЭР	%	5,2	4,4	5,6	7,0	8,3	8,9	9,4
% к 1990 г.	%	100	58,8	88,3	155,3	188,7	201,0	219,6
% к 2000 г.	%			100	176,0	213,8	227,7	248,8
доля от объема добычи	%	13,6	12,0	18,3	27,8	30,7	35,8	37,1
нефть	млн т	221,8	122,3	144,6	253,4	243,1	247,4	247,9
	млн т у.т.	317,6	174,9	206,5	361,2	347,6	353,8	354,5
доля от объема экспорта ТЭР	%	44,9	36,6	37,7	45,4	42,7	44,2	42,7

	Единицы измерения	Годы						
		1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
% к 1990 г.	%	100	55,1	65,2	114,2	109,6	111,5	111,8
% к 2000 г.	%			100	175,2	168,1	171,0	171,4
доля от объема добычи	%	43,0	39,9	44,7	53,9	49,8	50,0	49,1
газ	млрд куб.м	215,5	181,0	193,9	207,4	195,4	168,3	179,1
	млн т у.т.	248,9	209,1	223,7	239,2	225,5	194,4	206,9
доля от объема экспорта ТЭР	%	35,2	43,7	40,8	30,1	27,7	24,3	24,9
% к 1990 г.	%	100	84,0	90,0	96,2	90,6	78,1	83,1
% к 2000 г.	%			100	107,0	100,8	86,8	92,4
доля от объема добычи	%	33,6	30,4	33,2	32,4	29,4	28,9	27,6
электроэнергия	Млрд кВт·ч	8,4	19,6	13,9	12,3	17,6	14,6	17,4
	млн т у.т.	2,9	6,8	4,8	4,2	6,1	5,1	6,0
доля от объема экспорта ТЭР	%	0,4	1,4	0,9	0,5	0,7	0,6	0,7
% к 1990 г.	%	100	233,3	165,9	146,1	209,9	176,9	207,1
% к 2000 г.	%			100	88,1	126,5	106,6	124,9
доля от объема добычи	%	0,8	2,3	1,6	1,3	1,7	1,5	1,7
нефтепродукты - всего	млн т	71,3	47,0	62,7	97,1	117,9	124,3	130,5
	млн т у.т.	101,6	66,7	81,4	134,6	167,0	176,0	184,8
доля от объема экспорта ТЭР	%	14,4	13,9	14,9	16,9	20,5	22,0	22,3
% к 1990 г.	%	100	65,9	87,9	136,2	165,4	174,3	183,0
% к 2000 г.	%			100	154,9	188,0	198,2	208,1
доля от объема производства	%	23,9	25,8	36,3	46,7	50,0	52,6	52,4
нефть и нефтепродукты	млн т у.т.	408,7	232,9	287,9	495,8	514,6	529,8	539,3
доля от объема экспорта ТЭР	%	57,7	48,7	52,6	62,4	63,2	66,2	65,0
ВНУТРЕННЕЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ								
ВСЕГО	млн т у.т.	1269,0	947,7	902,7	948,8	990,6	949,9	993,5
% к 1990 г.	%	100	74,7	71,1	74,8	78,1	74,9	78,3
% к 1995 г.	%		100	95,2	100,1	104,5	100,2	104,8
% к 2000 г.	%			100,0	105,1	109,7	105,2	110,1
Доля от добычи	%	68,4	67,3	64,1	55,1	55,2	55,9	55,1
в том числе:								
уголь	млн т	398	255	239,5	233,9	250,9	220,3	224,3
	млн т у.т.	259	169	153,9	150,7	161,9	144,1	147,9
доля от объема потребления ТЭР	%	20,4	17,8	17,1	15,9	16,3	15,2	14,9
% к 1990 г.	%	100	65,3	59,4	58,2	62,5	55,6	57,1
% к 2000 г.	%			100	97,7	104,8	92,0	93,7
Доля от добычи	%	100,7	96,8	92,7	78,2	76,2	73,2	70,7

Окончание прил. 6.1.

	Единицы измерения	Годы						
		1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
нефть и нефтепродукты	млн т	252	150	125,8	122,8	127,7	126,4	129,0
	млн т у.т.	360	216	188,5	180,6	184,3	182,3	186,2
доля от объема потребления ТЭР	%	28,4	22,7	20,9	19,0	18,6	19,2	18,7
% к 1990 г.	%	100	59,9	52,3	50,1	51,2	50,6	51,7
% к 2000 г.	%			100	99,9	104,0	97,6	104,1
Доля от добычи	%	48,8	49,1	40,7	26,9	26,4	25,8	25,8
газ	млрд куб.м	456	402	396	437,6	461,4	437,4	469,4
	млн т у.т.	525	464	457,2	504,7	532,1	505,8	542,9
доля от объема потребления ТЭР	%	41,3	49,0	50,6	53,2	53,7	53,2	54,6
% к 1990 г.	%	100	88,4	87,1	96,2	101,4	96,4	103,5
% к 2000 г.	%			100	110,5	116,5	110,4	118,5
Доля от добычи	%	71,1	67,6	67,8	68,3	69,4	75,0	72,3
электроэнергия								
Всего	млрд кВт*ч	1074	840	863,8	940,8	1022,8	975,1	1019,4
% к 1990 г.	%	100	78,3	80,4	87,6	95,2	90,8	94,9
% к 2000 г.	%			100	108,9	118,4	112,9	118,0
Доля от производства	%	99,2	97,7	98,4	98,7	98,3	98,5	98,3
в том числе:								
первичная (ГЭС и АЭС)	млрд кВт*ч	277	257	282,2	311,6	312,4	324,8	321,2
	млн т у.т.	95	89	97,2	107,8	107,9	113,9	112,6
доля от объема потребления ТЭР	%	7,5	9,4	10,8	11,4	10,9	12,0	11,3
ГЭС		4,4	6,0	6,0	6,1	5,5	6,2	5,6
АЭС		3,1	3,4	4,8	5,2	5,4	5,8	5,7
% к 1990 г.	%	100	93,0	102,0	112,6	112,9	117,4	116,1
% к 2000 г.	%			100	110,4	110,7	115,1	113,8
прочие первичные энергоресурсы	млн т у.т.	19	10	5,9	5,1	4,4	3,8	3,8
доля от объема потребления ТЭР	%	1,5	1,1	0,7	0,5	0,4	0,4	0,4

Примечания:

1. Сводные показатели, содержащиеся в данной таблице, могут отличаться от аналогичных данных в таблицах, посвященных конкретным направлениям деятельности, или от соответствующих цифр в других аналитических обзорах. Это вызвано целым рядом объективных причин, среди которых в первую очередь необходимо отметить следующее:

- неоднократная корректировка оперативной статистики и итоговых данных за предшествовавшие годы в соответствии с Регламентом разработки и публикации данных Федеральной службы государственной статистики;

- расхождения данных, публикуемых Росстатом и ведомственной статистикой (ГП «ЦДУ ТЭК»);

- отсутствие в России официального сводного отчетного топливно-энергетического баланса страны. Последний раз такой баланс был разработан за 1990 год. Вместо него стал разрабатываться и выпускаться расчетный топливно-энергетический баланс в целом по Российской Федерации, в котором по отдельным

строкам (например, «Добыча (производство), всего») имеет место суммирование ресурсов: топлива, электроэнергии (включая произведенную из этого же топлива), теплоэнергии (включая произведенную из этого же топлива) и т.п. В результате требуется «очистка» этой строки от элементов повторного счета;

- статистическая отчетность по потреблению топлива и энергии ведется лишь по кругу предприятий и организаций, учтенному в отчетности Росстата, и охватывает примерно 80 % всего потребления энергоносителей. Остальные объемы потребляемых энергоресурсов определяются методом досчета;

- статистика о движении запасов топливно-энергетических ресурсов у производителей-поставщиков не всегда доступна даже специалистам, а статистика движения запасов у потребителей наименее достоверна. В то же время сами эти запасы достаточно велики.

Поэтому все встречающиеся в научной и справочно-информационной литературе данные о расчетных топливно-энергетических балансах страны являются лишь более или менее точным отражением тех реальных процессов, которые происходят в экономике России. Не является исключением в этом плане и расчетный баланс, публикуемый в данном сборнике.

2. За 2000–2003 и 2009 гг. приводятся данные Росстата, уточненные Минэнерго России, за 2004–2008 гг. – официальные данные Росстата.

Источник: расчеты Института энергетической стратегии по данным Росстата, Минэнерго России.

Приложение 6.2. Основные показатели социально-экономического развития РФ, 1990-2010 гг.

	Единицы измерения	Годы						
		1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
ВВП в текущих ценах	млрд руб.	0,6442	1429	7305	21609	41428	38797	44491
в ценах 2000 г.	млрд руб.	10848	6743	7305	9838	12151	11203	11651
к пред. периоду	%	96,4	95,9	110	106,4	105,2	92,2	104
к 1990 г.	%	100	62,2	67,3	90,7	112,0	103,3	107,4
к 1995 г.	%		100	108,3	145,9	180,2	166,1	172,8
к 2000 г.	%			100	134,7	166,3	153,4	159,5
Удельная энергоёмкость	т у.т./млн руб.	117,0	140,5	123,6	96,4	81,5	84,8	85,30
к пред. периоду	%		103,4	93,1	94,9	95,6	104,0	100,6
к 1990 г.	%	100	120,1	105,6	82,4	69,7	72,5	72,9
к 1995 г.	%		100	87,9	68,6	58,0	60,3	60,7
к 2000 г.	%			100	78,1	66,0	68,6	69,0
Удельная электроёмкость ВВП в ценах 2000 г.	кВт·ч/ тыс. руб.	99,0	124,6	118,2	95,6	84,2	87,0	87,5
к 1990 г.	%	100	125,9	119,5	96,6	85,0	87,9	88,4
к 1995 г.	%		100	94,9	76,7	67,5	69,8	70,2
к 2000 г.	%			100	80,9	71,2	73,6	74,0
Среднегодовой официальный курс долл.	руб.	0,585	4,562	28,145	28,32	24,87	31,77	30,38
курс долл. по ППС	руб.		1,6	7,15	12,7	18,2	18,3	20,0
Курс долл./ППС			2,90	3,94	2,22	1,37	1,73	1,52
ВВП в долл. по официальному курсу	млрд долл.	1,102	313,1	259,6	763,0	1665,5	1221,3	1464,7
по курсу долл. учетом ППС	млрд долл.		909,6	1022,2	1696,7	2273,9	2118,8	2224,7
к 1995 г	%		100	112,4	186,5	250,0	232,9	244,6
Удельное потребление ТЭР	кг у.т./долл.		1,04	0,88	0,56	0,44	0,45	0,45
	кг н.э./долл.		0,73	0,62	0,39	0,30	0,31	0,31
к 1995 г	%		100	84,8	53,7	41,8	43,0	42,9
На душу населения								
ВВП России	тыс. долл./чел.		6,1	6,9	11,9	16,0	14,9	15,7
к 1995 г.	%		100	112,0	193,4	261,3	243,5	255,8

	Единицы измерения	Годы						
		1990	1995	2000	2005	2008	2009	2010
потребление ТЭР	т у.т./чел	8,58	6,39	6,16	6,63	6,98	6,69	7,00
к 1990 г.	%	100	74,5	71,8	77,3	81,3	78,0	81,6
к 1995 г.	%		100	96,4	103,8	109,2	104,8	109,6
Потребление ЭЭ	тыс. кВт·ч/чел.	7,26	5,66	5,89	6,57	7,20	6,87	7,19
к 1990 г.	%	100	78,0	81,2	90,6	99,2	94,7	99,0
к 1995 г.	%		100	104,0	116,1	127,2	121,3	126,9
Продукция промышленности текущих ценах	млрд руб.	0,6	1108	4660	12927			
к предыдущему году	%		97	108,7	105,1	102,1	90,7	108,2
к 1990 г.	%	100	49,7	55,1	72,2	83,3	75,6	81,7
к 1995 г.	%		100	110,7	145,2	167,6	152,0	164,4
к 2000 г.	%			100	131,1	151,3	137,2	148,5
Продукция сельского хозяйства								
к предыдущему году	%		92	107,7	102,3	110,8	101,4	88,1
к 1990 г.	%	100	69,5	68,6	79,8	94,8	96,1	84,7
к 1995 г.	%		100	98,6	114,9	136,4	138,3	121,8
Объем инвестиций								
к предыдущему году	%		90	117,4	110,9	109,1	83,8	106
к 1990 г.	%	100	30,8	26,1	41,9	64,6	54,1	57,3

Источник: расчеты Института энергетической стратегии по данным Росстата, Минэнерго России.

Приложение к разделу 8

Приложение 8.1. Энергоэффективность производства ВВП: традиционный и новый подход

Страна	Энергоэффективность производства ВВП по потреблению энергии		Энергоэффективность производства ВВП по использованию энергии	
	долл./т н.э.	по отношению к России, раз	долл./т н.э.	по отношению к России, раз
Канада	3749	1,3	2654	1,7
Финляндия	5454	1,9	5454	3,4
США	5586	2,0	5586	3,5
Германия	7891	2,8	7891	5,0
Италия	9062	3,2	9062	5,7
Япония	7347	2,6	7347	4,6
Бразилия	7679	2,7	7679	4,8
Индия	7722	2,7	7722	4,9
Россия	2822	1,0	1587	1,0
Китай	4440	1,6	4440	2,8
Украина	1853	0,7	1853	1,2
Беларусь	3758	1,3	3758	2,4
Саудовская Аравия	3050	1,1	943	0,6

Источник: Институт энергетической стратегии.

Приложение 8.2. Энергоэффективность производства национального капитала (ПНК) и ВВП

Ранг по ПНК	Страна	Энергоэффективность производства ВВП по потреблению энергии		Энергоэффективность ПНК по использованию энергии	
		долл./т н.э.	по отношению к России, раз	долл./т н.э.	по отношению к России, раз
2	Канада	3749	1,3	16347	1,2
9	Финляндия	5454	1,9	28134	2,1
14	США	5586	2,0	20615	1,5
22	Германия	7891	2,8	37518	2,8
25	Италия	9062	3,2	48050	3,6
29	Япония	7347	2,6	34956	2,6
38	Бразилия	7679	2,7	111103	8,2
62	Индия	7722	2,7	338622	25,1
79	Россия	2822	1,0	13516	1,0
90	Китай	4440	1,6	83131	6,2
91	Украина	1853	0,7	35058	2,6
112	Беларусь	3758	1,3	36008	2,7
153	Саудовская Аравия	3050	1,1	5390	0,4

Примечание. ПНК – производство национального капитала.

Источник: Институт энергетической стратегии.

Приложение к разделу 9

Приложение 9.1. Связь экономического и энергетического роста

Стадия развития	Энерго-емкость ВВП	Прирост потребления ПЭР, % в год	Эластичность ВВП по потреблению ПЭР	Доминирующие источники энергии
Доиндустриальная	Н	Низкий		Некоммерческая энергия биомассы
Индустриализация	С	4 5	0,8 2,2	Уголь, нефть
Развитое индустриальное общество	В	2	0,4 0,8	Нефть, электроэнергия
Переход к постиндустриальной	С	0 1	0,0 0,3	Диверсификация ТЭБ, природный газ, атом, начало перехода к ВИЭ
Постиндустриальная	Н	<0	<0,0	Неисчерпаемые ИЭ

Примечание. Н – низкие темпы роста, С – средние, В – высокие.

Источник: расчеты Института энергетической стратегии.

Приложение 9.2. Мировое потребление первичной энергии по сценариям, млн т н.э.

	2010 г.	Инерционный сценарий		Стагнационный сценарий		Инновационный сценарий	
		2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.
Нефть	3882	4627	5018	4441	4188	3641	2757
Природный газ	2653	3952	4522	3306	3483	3292	3092
Уголь	3278	4617	4487	3209	1794	3526	1812
Атомная энергия	626	776	824	512	349	1335	2333
Биомасса	650	600	600	600	600	300	200
Гидроэнергия	572	729	952	729	952	729	952
Новые ВИЭ	210	1040	1835	1481	3019	1860	5846
Всего	11871	16342	18239	14279	14386	14683	16993

Источник: расчеты Института энергетической стратегии.

Приложение 9.3. Динамика конечного потребления энергии по секторам, млрд т н.э.

	2010 г.	Инерционный сценарий		Стагнационный сценарий		Инновационный сценарий	
		2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.
Промышленный сектор	2,2	3,1	4,1	3,0	3,9	3,7	4,0
Коммунальный и сервисный сектор	3,2	4,3	4,9	4,0	3,9	3,9	4,0
Транспортный сектор	2,3	3,2	4,0	2,4	2,0	2,2	2,2
Прочие сектора	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2
Всего	7,8	10,8	13,0	9,5	10,0	10,0	10,4

Источник: расчеты Института энергетической стратегии.

Приложение 9.4. Динамика капитальных затрат в энергетике, долл./кВт

	2010 г.	Инерционный сценарий		Стагнационный сценарий		Инновационный сценарий	
		2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.	2030 г.	2050 г.
Топливная энергетика							
Газовая генерация	690	650	600	700	650	610	550
ТЭС на каменном угле	1320	1250	1200	1300	1300	1160	1100
ТЭС на буром угле	1570	1450	1350	1600	1600	1350	1290
Атомная энергетика							
Тепловые реакторы	2000	1800	1800	2400	2400	1600	1400
Реакторы на быстрых нейтронах	3000	2800	2800	3200	3500	2200	1600
Возобновляемая энергетика							
Наземные ветроэлектростанции	1400	1200	1100	1100	1100	950	900
Морские ветростанции	2650	1800	1600	1800	1600	1460	1300
Солнечная фотовольтаика (PV)	4000	2600	2000	2200	1600	1000	750
Концент. термальные солнечные ЭС (CSP)	7000	6000	6000	5500	5000	4200	4200
КЭС на биомассе	2800	2700	2600	2700	2600	2450	2350
ТЭЦ на биомассе	5100	4500	4000	4500	3500	3750	2850
Большая гидроэнергетика	2700	3100	3300	3100	3300	3100	3300
Малая гидроэнергетика	2500	2200	2000	2200	2000	2200	2000
Геотермальные КЭС	8000	7250	5200	7250	5200	7250	5200
Геотермальные ТЭЦ	8500	7500	5500	7500	5500	7500	5500

Примечание. Приведены средние оценочные показатели. Фактические показатели показывают значительный разброс.

Источник: оценки Института энергетической стратегии.

Авторский коллектив:

Бушуев Виталий Васильевич, доктор технических наук, профессор
Громов Алексей Игоревич, кандидат географических наук
Крюков Валерий Анатольевич, доктор экономических наук, профессор
Куричев Николай Константинович
Мастепанов Алексей Михайлович, доктор экономических наук
Троицкий Артем Андреевич
Шафраник Юрий Константинович, доктор экономических наук

В исследованиях и работе над книгой принимали участие:

Бондаренко Леонид Александрович (разд. 3,4,5)
Косарев Юрий Александрович (разд. 3,4,5)
Степанов Алексей Димитриевич (разд. 8)

**ТЭК И ЭКОНОМИКА РОССИИ:
ВЧЕРА, СЕГОДНЯ, ЗАВТРА
(1990-2010-2030)**

Под ред. Ю.К. Шафраника

Вед. редактор Каминская Я.А.

Редактор Сафронова Г.Е.

Компьютерная верстка Савчик А.В.

Заказ № от

Подписано в печать: 20.11.2011 г.

Формат 70х100 1/16. Печать офсетная.

Печатных листов 30,5

Тираж 500 экз.

Институт энергетической стратегии
109028, г. Москва, Яузский бульвар 13, стр. 3, офис 10
tel/fax: +7 (495) 698-52-34
www.energystrategy.ru; e-mail: guies@guies.ru

По вопросам выпуска и реализации электронных версий
наших изданий обращайтесь в информационный отдел:
tel/fax: +7 (495) 917-39-79;
e-mail: inf.guies@live.ru
ICQ: 4951278; Skype: info.guies

