

## ПОТЕНЦИАЛ СОКРАЩЕНИЯ ЭМИССИИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СОВРЕМЕННОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ: ПРИМЕРНЫЙ СЦЕНАРИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА КИТАЯ

*Р.Х.Уильямс*

Многие политические деятели считают, что выполнение программ по защите окружающей среды замедлит темпы экономического роста. Более того, эти соображения послужили основой философского подхода развивающихся стран, проявившегося на конференции ООН по окружению человека в Стокгольме в 1972 году: сначала развиваться, а затем защищать окружающую среду. С тех пор в широких кругах общественности развилось понимание высокой стоимости разрушения окружающей среды и оно привело к появлению альтернативной точки зрения, которая была четко сформулирована в отчете Всемирной комиссии по окружающей среде и развитию<sup>1</sup>, в котором было отмечено, что задачи развития и защиты окружающей среды должны решаться одновременно и эта задача была поставлена перед конференцией ООН по развитию и защите окружающей среды, которая должна была проводиться в Бразилии в июне 1992 года.

Несмотря на то, что понимание того, что выигрыш общества от мероприятий по защите окружающей среды во многих случаях оправдывает затраты на их реализацию, до сих пор до конца не осознано возможное значение проблем защиты окружающей среды как стимула для внедрения современной технологии, способной принести пользу как в экономике, так и в защите окружающей среды.<sup>2</sup> Вполне возможно, что принятие разумной политики по защите окружающей среды может ускорить темпы реализации технологических новшеств и одновременно повысить темпы экономического развития. Эти соображения могут быть проиллюстрированы предлагаемым исследованием перспектив внедрения современной энергетической технологии, которая, помимо обеспечения производства электроэнергии по конкурентоспособной цене, способна значительно уменьшить скорость эмиссии углекислого газа и загрязнение локальной воздушной среды.

Представленное здесь исследование является возможным сценарием развития энергетического сектора экономики Китая в течение ближайших пятидесяти лет. Этот сценарий строился таким образом, чтобы эмиссия углекислого газа в 2039 году была такой же, как в 1989 году. Поскольку рассматриваемый сценарий представляет собой радикальное отступление от существующей практики, некоторые из принятых предположений могут оказаться нереалистичными. Тем не менее, настоящее исследование представляет собой не столько попытку предсказания будущего, сколько изучение возможности достижения поставленной цели при разумной стоимости. В той степени, в которой предположения окажутся разумными, а оценки стоимости их реализации приемлемыми, этот анализ позволит предложить стратегии, которые могут быть приняты не только в Китае, но и в других членах международного сообщества, как основа кооперативного подхода к решению проблемы глобального потепления и других проблем защиты окружающей среды.

Автор статьи работает в Центре исследований энергетики и проблем окружающей среды Принстонского университета (Принстон, Нью-Джерси, NJ 08544).

### ВВЕДЕНИЕ

Предлагаемый сценарий (его детальное пояснение приведено в табл. 1 и на рис. 1), основан на комбинации следующих элементов:

- эффективного использования электроэнергии потребителями;
- энергии гидроэлектрических станций;
- ядерной энергии;

- эффективных газотурбинных станций на природном газе;
- применении водорода от газификации угля в топливных элементах;
- газификации биомассы и применения получаемого газа в газотурбинных установках.

Несмотря на повышенное внимание к современной технологии, в рассматриваемом сценарии используются только те си-

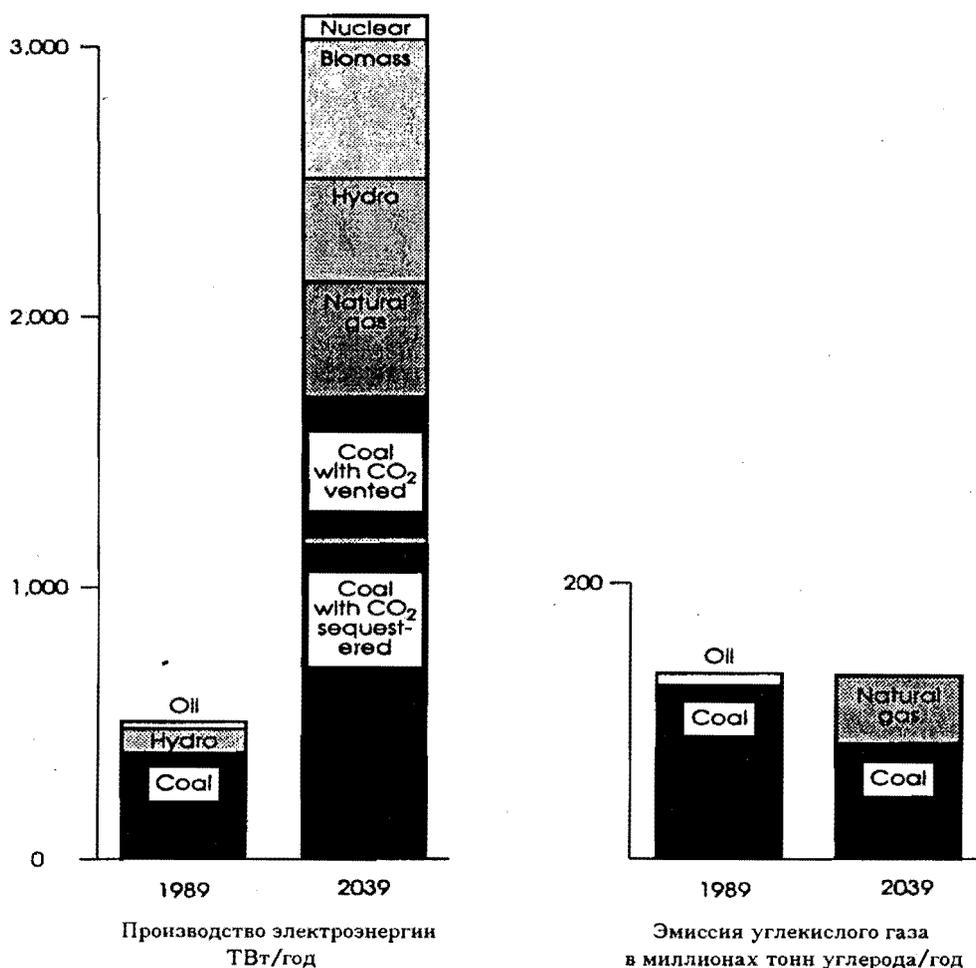


Рисунок 1

Сценарий производства электроэнергии в Китае в 2039 году с низким уровнем выбросов углекислого газа в сравнении с производством электроэнергии в 1989 году. На рисунке показано распределение производства электроэнергии и выбросов углекислого газа.

Детальные сведения приведены в табл. 1.

стемы, коммерческое использование которых возможно уже в девяностых годах, и в нем не учитываются отдельные технические перспективы. Ниже мы детально рассмотрим каждый элемент предлагаемого сценария.

#### ЭФФЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Повышенное внимание к эффективному использованию электроэнергии потребителями предусматривает высокий приоритет энергетического планирования в развивающихся странах,<sup>3,4</sup> и это хорошо понимают в Китае.<sup>5</sup>

Ранее было показано, что при повышении внимания к эффективному использова-

нию электроэнергии потребителями на основе коммерчески доступной технологии (или технологии, которая может быть освоена в течение ближайших нескольких лет) в отдельно взятой развивающейся стране можно будет достичь уровня жизни, характерного для Западной Европы, Японии, Австралии или Новой Зеландии в середине 70-х годов, если в этой стране удастся обеспечить потребление энергии на уровне одного киловатта на душу населения<sup>3</sup>, что ненамного превышает средний уровень потребления в развивающихся странах. Для сравнения можно привести уровни потребления энергии в киловаттах на душу населения в Китае в 1989 году (см. табл. 2).<sup>6</sup>

Помимо эффективного использования электроэнергии потребителями, будущее

Таблица 2  
Потребление электроэнергии в Китае в 1989 году

Прямое использование коммерческого топлива (см. табл. 5)	0,631
Прямое использование некоммерческого топлива (биомассы)	0,268
Потребление электроэнергии (см. табл. 5)	0,050
Всего	0,949

Таблица 3  
Рекомендуемое эффективное потребление электроэнергии

Прямое использование коммерческого топлива	0,839
Потребление электроэнергии	0,210
Всего	1,049

энергопотребление должно характеризоваться переходом к современным носителям энергии - от некоммерческих носителей (таких, как дрова), которые не могут использоваться достаточно эффективно, к жидкому, газообразному или переработанному твердому топливу, или электричеству, которые могут быть использованы намного более эффективно. Конкретно, энергия может быть использована в таком качестве (см. работу<sup>3</sup>; в киловаттах на душу населения), как показано в табл. 3.

Сценарий использования электроэнергии, рассматриваемый в настоящей работе, основан на применении описанного в табл. 3 "будущего" киловатта. При этом предполагалось, что рассматриваемые уровни потребления электроэнергии будут реализованы через 50 лет, когда население Китая вырастет до 1,7 миллиарда человек<sup>7</sup> по сравнению с 1,1 миллиарда в 1989 году. При этих условиях средний рост потребления электроэнергии в 1989 - 2039 годах составит 3,8 процента в год.

Эти темпы развития можно сравнить с оценкой темпов роста потребностей в электроэнергии в азиатских государствах с центральным планированием экономики, полученной рабочей группой по вариантам стратегий (RSWG) межправительственной комиссии по климатическим изменениям (IPCC).<sup>8</sup> Сценарии с низким уровнем экономического роста (с увеличением валового национального продукта на 2,9 процента в год в период 1985 - 2050 г.г.) будут соответствовать темпам роста потребления электроэнергии от 2,1 до 2,6 процента в год в районе 2050 года. Сценарии с высоким уров-

нем экономического роста (с увеличением валового национального продукта на 4,9 процента в год в период 1985 - 2050 г.г.) будут соответствовать темпам роста потребления электроэнергии от 3,8 до 4,5 процента в год в районе 2050 года (точнее говоря, темпы роста в 4,5 процента в год соответствуют сценарию "обычного развития" RSWG, в котором предусматривается умеренное повышение эффективности использования электроэнергии, а темпы роста от 3,8 до 4,0 процента в год - сценариям с повышенной энергетической эффективностью. Таким образом, рассматриваемый в этой статье сценарий соответствует сценариям рабочей группы RSWG комиссии IPCC с высокими темпами экономического роста и повышенной эффективностью использования энергии. Поскольку имеется широкий набор возможностей внедрения новых технологий сбережения энергии, более дешевых и эффективных по сравнению с инвестициями в расширение производства энергии в экономике развивающихся стран и стран с центральным экономическим планированием,<sup>2,4,9</sup> сценарии рабочей группы RSWG с повышенной эффективностью использования энергии будут, по-видимому, более дешевыми, чем обычные сценарии.

#### ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

С точки зрения предотвращения парникового потепления применение гидроэлектростанций следует считать привлекательным. Более того, потенциальные гидроэнергетические ресурсы Китая велики (около 380 гигаватт электрической мощности<sup>10</sup>).

При среднем использовании этих ресурсов в 39 процентов в Китае могло бы производиться в 11 раз больше гидроэлектроэнергии, чем ее производилось в 1989 году (см. табл. 6).<sup>10</sup> Тем не менее, критика гидроэлектрических проектов со стороны защитников окружающей среды все более усиливается. В течение нескольких десятилетий в Китае обсуждается возможность реализации проекта "Три ущелья" с общей мощностью в 18,7 гигаватта. До сих пор судьба этого проекта не определена. Для целей настоящего анализа мы будем предполагать, что гидроэлектроэнергия будет продолжать оставаться сомнительным ресурсом с точки зрения охраны окружающей среды и что в течение ближайших пятидесяти лет уровень производства энергии на гидроэлектростанциях возрастет всего вдвое по сравнению с планируемым уровнем 2000 года (см. табл. 1 и 6), что соответствует всего одной трети ресурсов. Это будет означать, что в период после 2000 года производство гидроэлектроэнергии будет возрастать со средней скоростью в 1,3 процента в год (по сравнению с 6,8 процента в год по оценке Мирового Банка для периода 1989 - 1999 годов, см. табл. 6). В результате вклад гидроэлектростанций в общее производство энергии должен уменьшиться от 20 процентов в 1989 году до 13 процентов в 2039 году.

### ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГИЯ

Атомные электростанции, так же как и гидроэлектростанции, не приводят к выбросу газов, вызывающих парниковое потепление. В настоящее время в Китае атомных электростанций нет, но к 2000 году их мощность должна достигнуть 3,9 гигаватта, что составит в это время около двух процентов от всего производства электроэнергии (см. табл. 6).

Во многих странах будущее ядерной энергетики неопределенно из-за сильной общественной антипатии, в основном связанной с авариями на атомных электростанциях "Три Майл Айленд" и в Чернобыле и с опасностью захоронения радиоактивных отходов. В Китае эти опасения не очень сильны, но ситуация может измениться после ввода в строй первых атомных электростанций.

Кроме того, если ядерная энергетика будет развиваться во всех странах мира в масштабах, заметно влияющих на проблему парникового потепления, на повестку дня встанет тесная связь между ядерным оружием и ядерной энергией.<sup>11</sup> При крупномасштабном развитии ядерной энергетики опасения о доступности ресурсов урановой

руды могут вызвать интерес к изменению существующей технологии ядерных электростанций, в которой используется всего лишь около одного процента имеющейся в уране энергии, и переходе к использованию реакторов-размножителей, в которых процент извлечения энергии из природного урана можно довести примерно до пятидесяти за счет эффективного преобразования урана-238 (из которого в основном, на 99,3%, и состоит природный уран) в плутоний-239, который, так же как и уран-235, является хорошим реакторным топливом. При внедрении технологии реакторов-размножителей ресурсов урановой руды хватит на обеспечение атомных электростанций в течение тысяч лет даже в том случае, если основная часть мировой энергетики станет ядерной.

Однако, плутоний представляет собой не только хорошее топливо для ядерных реакторов; кроме того, из него могут быть изготовлены и ядерные заряды. В то время как в странах, уже имеющих ядерное оружие, переход на ядерноэнергетическую технологию на основе плутония не очень сильно осложнит проблему распространения ядерного оружия, широкое использование такой технологии сделает ее привлекательной и для стран, не имеющих ядерного оружия. Вряд ли мир, в котором некоторые технологии будут доступны для одних стран, и будут запрещены для других, останется стабильным: устойчивая ситуация возможна лишь в тех случаях, когда одни и те же правила будут действовать для всех стран. Вследствие этого крупномасштабное развитие ядерной энергетики, по-видимому, станет возможным только тогда, когда будет разработана новая, безопасная по отношению к диверсиям, технология ядерной энергетики,<sup>11</sup> и когда будут созданы новые международные учреждения, способные держать ядерную энергетику под строгим контролем.<sup>11-13</sup> Если не ввести такого контроля, то распространение ядерного оружия на базе энергетического цикла новых атомных электростанций станет серьезной глобальной проблемой.

Пока непонятно, можно ли будет убедить общественное мнение в возможности обеспечения безопасной эксплуатации атомных электростанций и надежного захоронения радиоактивных отходов, и можно ли будет достичь уровня международного сотрудничества, необходимого для снижения риска возможного распространения ядерного оружия в результате крупномасштабного развития ядерной энергетики до допустимого уровня. Более того, разработка новой технологии ядерной энергетики, устойчивой к возможным диверсиям, не только не нача-

та, но даже и не планируется. Вследствие этого мы предполагаем в своем сценарии развития энергетики, что производство электроэнергии на китайских атомных электростанциях не станет основным источником электроэнергии на протяжении ближайших пятидесяти лет, и что в 2039 году уровень производства электроэнергии на атомных электростанциях будет в четыре раза выше того, который запланирован на 2000 год (который, в свою очередь, примерно соответствует уровню мощности французских атомных электростанций в начале 80-х годов). В таком случае доля производства электроэнергии на атомных электростанциях в Китае будет равна примерно 2,6 процента (см. табл. 1 и рис. 1).

#### ТЕХНОЛОГИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТУРБИНАХ, РАБОТАЮЩИХ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

Природный газ является самым чистым (с экологической точки зрения) из всех ископаемых топлив. В расчете на единицу производства энергии при сгорании природного газа выделяется на сорок процентов меньше углекислого газа, чем при сгорании угля (см. примечание а) в табл. 4). Реальный выигрыш для предотвращения парникового потепления фактически может стать еще большим, потому что получение энергии из природного газа может быть сделано гораздо более эффективным, чем получение энергии из угля.

Производство и потребление природного газа в Китае в 1989 году было сравнительно небольшим - 0,6 экзаджоуля, или около 2 процентов от общего производства энергии (см. табл. 5). Однако, разведанные запасы газа довольно велики (39,0 экзаджоуля<sup>14</sup>), и, более того, по проведенной в 1987 году оценке нефтяных и газовых ресурсов Китая, общие запасы природного газа на суше и на континентальном шельфе Китая могут достигать 1300 экзаджоулей.<sup>10</sup> Таким образом, долговременные перспективы использования природного газа в энергетике Китая можно считать обнадеживающими.

По этой причине в нашей статье предполагалось, что за ближайшие пятьдесят лет производство и потребление природного газа в Китае возрастет примерно до 13 экзаджоулей в год. При таком уровне потребления ресурсов природного газа в Китае хватит приблизительно на сто лет. Для поддержания такого уровня добычи разведанные запасы природного газа должны быть увеличены за то же промежуток времени примерно в 3,3 раза, чтобы достичь характерного

для развитой газовой промышленности десятикратного соотношения между разведанными запасами и ежегодной добычей.

Во многих странах начато применение для производства электроэнергии работающих на природном газе газовых турбин с усовершенствованными циклами. Такие турбины обладают рядом преимуществ перед старыми вариантами - меньшей капитальной стоимостью, меньшей степенью загрязнения окружающей среды и большей эффективностью.<sup>15</sup> Эффективность новых систем растет довольно быстро, и уже сейчас имеются коммерчески доступные комбинированные системы из газовых турбин на природном газе и паровых турбин, эффективность которых может превышать 50 процентов (по отношению к нижней оценке теплотворной способности, не включающей скрытой теплоты конденсации водяного пара в продуктах сгорания; сводка данных приведена на рис. 2), в то время как эффективность работающих на угле тепловых электростанций, спроектированных с учетом требований к защите окружающей среды, не превышает 35 процентов (см. табл. 7 и 8). Более того, вполне вероятно, что к концу столетия эффективность газотурбинных электростанций на природном газе в результате технических усовершенствований может увеличиться до 60 процентов (см. рис. 3).

Из-за высокой эффективности и низкой капитальной стоимости газовые турбины с комбинированным циклом становятся конкурентноспособными с тепловыми электростанциями на угле даже при очень высоких уровнях цен на природный газ (см. табл. 7 и 8). Такие установки выбрасывают на 60 процентов меньше электроэнергии, чем угольные электростанции (в расчете на киловатт-час получаемой электроэнергии, см. табл. 4).

В нашем сценарии предполагается, что в 2039 году одна четверть добываемого газа пойдет на производство электроэнергии на газотурбинных электростанциях с комбинированным циклом при эффективности в 50 процентов. Это означает, что через пятьдесят лет из природного газа будет добываться на 10 процентов больше электроэнергии, чем сейчас производится из угля, при уменьшении выбросов углекислого газа на 60 процентов (см. табл. 1 и рис. 1).

Несмотря на благоприятные перспективы добычи природного газа и его использования в газотурбинных электростанциях, в Китае в настоящее время нет серьезных планов расширения добычи природного газа, и, в частности, его применения для производства электроэнергии. В настоящее время

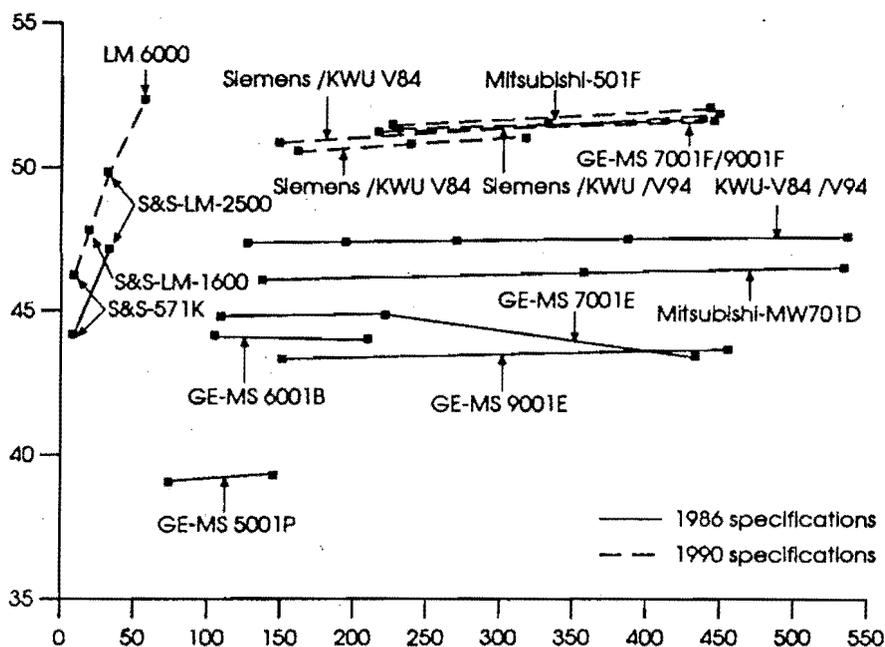


Рисунок 2

Темпы технического прогресса в изготовлении газовых турбин довольно велики и в настоящее время эффективность коммерчески доступных комбинированных газовых и паровых турбин по крайней мере на 5 процентов выше, чем у тех, которые можно было приобрести пять лет назад, что иллюстрируется приведенным графиком.<sup>16</sup>

природный газ в основном используется как сырье для химической промышленности (для производства аммиака и нефтехимических продуктов), и как топливо для приготовления пищи. В Китае большое внимание уделяется расширению использования так называемых "городских" газов (природного газа, газового конденсата, продуктов переработки угля и нефти) для приготовления пищи в городских квартирах, что, в частности, позволяет снизить загрязнение окружающей среды при применении угля. Правительство Китая планирует увеличить число жителей в газифицированных районах с 40 миллионов человек в 1987 году до 120 миллионов человек в 2000 году. Однако, используемое для этих целей количество газа составляет очень малую часть от общего производства энергии (см. табл. 3) - 0,14 экзэджоуля в 1987 году и 0,42 экзэджоуля в 2000 году, из которых на долю природного газа приходится всего 0,04 экзэджоуля в 1987 году и 0,22 экзэджоуля в 2000 году.<sup>19</sup> До 2000 года не планируется использовать заметное количество природного газа для производства

электроэнергии (см. табл. 4).<sup>20</sup>

Переход Китая к западной технологии производства, транспортировки и использования природного газа, по-видимому, сможет ускорить темпы разработки месторождений природного газа и расширить круг его применений, включая производство электроэнергии. Основным вопросом, связанным с переходом к западной технологии, является проблема возвращения затрат, поскольку китайская валюта практически остается неконвертируемой. Эту проблему можно решить на уровне бартерных сделок. В мире с ограничением парникового потепления для инвесторов могут оказаться привлекательными бартерные сделки, включающие потребительские товары, производящиеся в Китае по низким ценам благодаря малой стоимости рабочей силы.<sup>21</sup> Такие бартерные сделки позволят уменьшить выбросы углекислого газа как в Китае (из-за ускоренного освоения ресурсов природного газа), так и в других странах, в которых будут использоваться приобретенные в Китае товары.

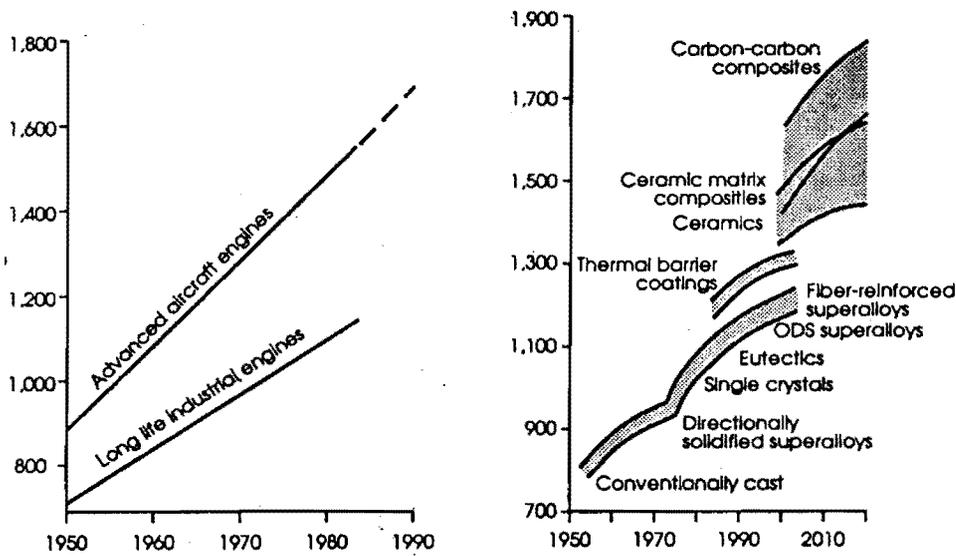


Рисунок 3

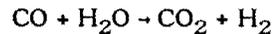
Тенденции изменения входной температуры газов в современных реактивных авиационных двигателях (слева сверху) и в промышленных турбинах с большим сроком службы (слева внизу) вместе с рабочими температурами турбинных лопаток (справа).<sup>18</sup> Следует отметить, что после второй мировой войны входная температура газов в реактивных двигателях увеличивалась со средней скоростью около 20 градусов в год. В ближайшие десятилетия ожидается, что эффективность газотурбинных установок для производства электроэнергии возрастет примерно до 60 процентов в результате улучшения рабочих характеристик турбинных лопаток и технологии их охлаждения, а также в результате улучшения параметров термодинамических циклов газовых турбин.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОЛУЧЕННОГО ИЗ УГЛЯ ВОДОРОДА В ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ**

Ресурсы угля в Китае огромны, и поэтому было бы целесообразно предпринять усилия для поиска возможных путей его использования в мире с ограниченным парниковым потеплением. Один из перспективных путей, тесно связанный с развитием ресурсов природного газа, предусматривает газификацию угля с получением богатого водородом горючего газа при общей эффективности около 73 процентов и хранением побочного углекислого газа в отработанных газовых скважинах.<sup>22,23</sup>

На первом этапе процесса могут применяться имеющиеся в продаже газификаторы угля с кислородным поддувом (такие установки производятся фирмами Shell, Dow и

Техасо), производящие так называемый "сингаз" - смесь окиси углерода и водорода. После этого сингаз направляется в газовый реактор преобразования водяного пара (построенный на основе хорошо известной технологии), в котором заметная часть теплоотворной способности окиси углерода передается водороду в реакции окиси углерода с водяным паром:



И реакция газификации, и преобразование окиси углерода проходят при высоком давлении в 24 атмосферы. Газ на выходе реактора в основном состоит из водорода и углекислого газа; около 92 процентов теплоотворной способности газа приходится на водород. Углекислый газ находится в сильно

концентрированном состоянии и поэтому он легко может быть извлечен при помощи коммерчески доступных процессов абсорбции (например, процесса "Selexol"); практически в этом процессе будет извлечено до 88 процентов из находившегося в угле углерода. Извлеченный углекислый газ может быть сжат до высокого давления, перемещен к ближайшим отработанным газовым месторождениям (или другим безопасным местам хранения) и закачан в них на постоянное хранение. На последней стадии процесса водород при необходимости может быть очищен до степени чистоты от 99 до 99,999 процентов при помощи коммерчески доступной адсорбционной технологии. Выход чистого водорода на этой стадии процесса составляет около 85 процентов, и к нему перейдет около 78 процентов теплотворной способности исходного газа. В остаточных газах процесса будет содержаться около 22 процентов теплотворной способности. Очищенный водород может быть использован в топливных элементах, а остаточные газы - на тепловых электростанциях с комбинированным циклом.

Результаты предварительных расчетов экономических факторов и потенциала применения этой технологии в Китае показана в табл. 9 - 11. Эти расчеты проведены на базе гипотетического сценария с добычей угля на открытых разработках в провинции Шэньцзи в северном Китае и перекачке водорода по газопроводу длиной в 1600 километров к потребителям в северо-восточном Китае.

Вообще говоря, стоимость производства энергии будет меньше, если для переработки водорода будут использоваться не обычные системы для переработки ископаемых топлив, а специальные технологии, основанные на уникальных свойствах самого водорода. Скорее всего, наиболее оптимальной для водорода технологией будет применение топливных элементов, в которых водород производит электроэнергию без предварительного сжигания, что позволяет обойти ловушку термодинамического цикла Карно. Топливные элементы имеют модульную структуру и поэтому они могут быть использованы в небольших комбинированных установках, которые будут производить как электричество, так и тепло для обогрева жилых районов, или для нагрева в промышленных установках. Водородные топливные элементы являются, кроме того, очень чистыми с точки зрения экологии, поскольку единственным образующимся при их работе продуктом является вода.

В будущем станут доступными различные виды топливных элементов с электриче-

ской эффективностью до 60 - 70 процентов, способные одновременно производить побочное тепло при температурах вплоть до тысячи градусов (для топливных элементов на основе твердых окислов), но в настоящем сценарии мы ограничились теми характеристиками процесса, которые могут быть получены на топливных элементах с фосфорной кислотой. Эти топливные элементы первого поколения сейчас становятся коммерчески доступными и характеризуются более скромными параметрами эффективности и рабочей температуры.

Наибольшая активность в коммерческом развитии этой технологии наблюдается в Японии, где еще в 1983 году была пущена установка с электрической мощностью в 4,5 мегаватта, а в 1990 году была построена демонстрационная коммерческая электростанция мощностью в 11 мегаватт. Обе установки находятся на электростанции Гои Токийской электроэнергетической компании в городе Ичихара на северном берегу Токийского залива. Планируется, что к 2000 году общая электрическая мощность распределенных энергетических установок достигнет 1 900 мегаватт (мощность каждой установки будет составлять от 200 киловатт до 10 мегаватт).<sup>24</sup> Во всем мире, по оценкам консультантов из компании "Arthur D. Little International", общая электрическая мощность установок на топливных элементах, вступающих в строй за год, достигнет примерно 4000 мегаватт, и большая часть из них будет оснащена топливными элементами на фосфорной кислоте.<sup>25</sup>

Вполне возможно, что водородные топливные элементы средней мощности на фосфорной кислоте смогут преобразовывать около 50 процентов энергии топлива в электричество, и еще 30 процентов - в полезную тепловую энергию (см. табл. 11 и рис. 4). Это тепло позволит ликвидировать обогревательные установки на угле и в этом случае (с учетом того, что извлеченный углекислый газ будет захороняться), результирующая эмиссия углекислого газа в расчете на киловатт-час электроэнергии будет иметь небольшое отрицательное значение (см. табл. 4).

Генерация тепла в топливных элементах на фосфорной кислоте происходит при температуре около двухсот градусов. Для большинства промышленных процессов качество этого источника тепла недостаточно высоко, но оно идеально для целей центрального отопления ближайшего района, в котором центральная установка передает тепловую энергию в жилые и коммерческие здания в виде горячей воды по трубам.

По этой причине топливные элементы

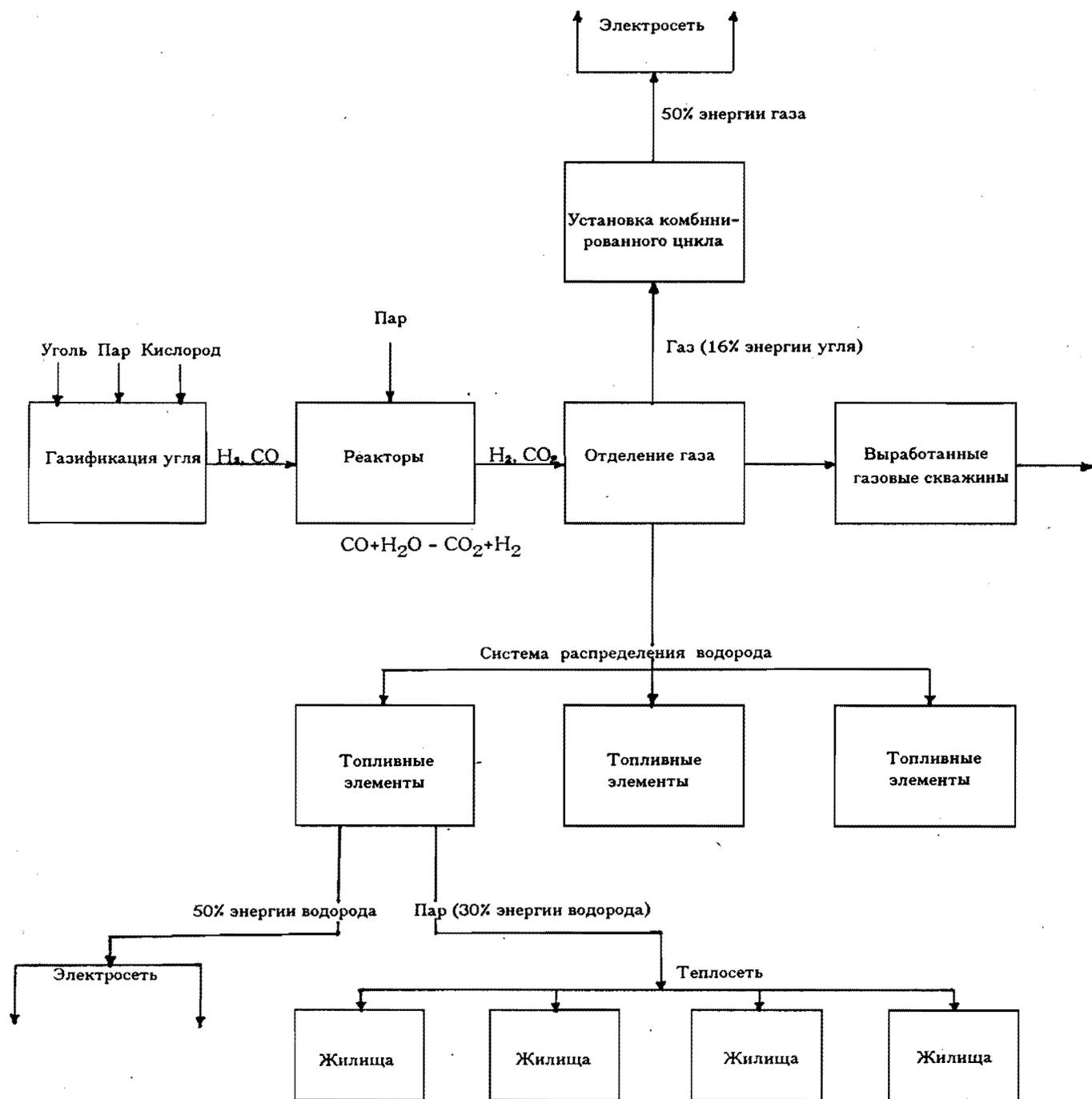


Рисунок 4

Схема использования извлеченного при газификации угля водорода для производства электроэнергии в топливных элементах на фосфорной кислоте и отопления жилых помещений попутным теплом. Водород производится на установках для газификации угля с кислородным поддувом и реакторах преобразования окиси углерода и пара в углекислый газ и водород. Отделенный от углекислого газа и очищенный водород транспортируется по трубопроводам на установки с топливными элементами, связанными с локальной тепловой сетью. Отделенный углекислый газ передается по трубопроводам для закачки в выработанные газовые скважины, что позволит увеличить добычу природного газа. Остаточный газ сжигается на установках комбинированного цикла с газовой-паровыми турбинами.

на фосфорной кислоте могут оказаться очень удобными для отопления городских районов на севере Китая, где готовятся крупные проекты систем отопления. Правительство поставило серьезную задачу - обеспечить к 2000 году центральным отоплением до 20 - 25 процентов населения так называемой "официальной зоны отопления" на севере Китая.<sup>19</sup> Так же, как и в случае программы "городских газов", основной причиной появления этих проектов стали опасения сильного загрязнения окружающей среды при продолжении индивидуального отопления углем. Замена индивидуальных угольных нагревателей на центральные теплоэлектрические станции сильно упростит задачу контроля загрязнения воздуха. Создание инфраструктуры центрального отопления в китайских городах сильно поможет замене паровых турбин центрального отопления на топливные элементы, которые могут стать доступными ко времени появления такой инфраструктуры.

По-видимому, производимое на станциях с топливными элементами не сможет конкурировать по стоимости с электричеством от больших угольных теплоэлектроцентралей, сильно загрязняющих окружающую среду. Однако, если на больших электростанциях будут приниматься строгие меры по снижению выбросов сернистого газа и пыли (как это делается в США), то стоимость этих двух способов получения электроэнергии может оказаться сравнимой. Высокая эффективность производства электричества и тепла на станциях с топливными элементами, их малая начальная стоимость, отсутствие потребности в строительстве линий электропередач (энергия, произведенная на станциях небольшой мощности, будет потребляться в непосредственной близости от них) дают надежды на то, что полученная на них электроэнергия будет конкурентоспособна с электроэнергией с больших станций, снабженных очистными устройствами (даже в том случае, когда водород будет транспортироваться по трубопроводам на расстояние в 1600 километров, и когда будет использоваться только половина из побочного тепла топливных элементов, см. табл. 7 и 11).<sup>26</sup>

Часть стоимости захоронения углекислого газа может быть возмещена за счет увеличения коэффициента извлекаемости природного газа при повышении давления в месторождении.<sup>27</sup> Несмотря на то, что в этом случае природный газ может оказаться загрязненным углекислым газом, он все равно будет неплохим топливом для генерации электроэнергии на ближайших установках комбинированного цикла,<sup>28</sup> хотя и не будет

пригоден для перемещения на большие расстояния в магистральных трубопроводах.

С другой стороны, существует новый процесс производства синтетического газа ("сингаза"), в котором использование загрязненного углекислым газом природного газа может быть экономически оправдано. (Синтетический газ представляет собой смесь окиси углерода и водорода и используется в качестве исходного продукта при производстве многих химических продуктов и горячих материалов, например, метанола, водорода и аммиака). Обычный способ производства синтетического газа из метана заключается в реакции метана с водяным паром в присутствии соответствующего катализатора. В Оксфордском университете был разработан новый процесс, основанный на реакции метана с углекислым газом. Предыдущие попытки реализации этого процесса оканчивались неудачей или приводили к попутному образованию сажи, загрязняющей реактор и требующей частой его очистки. Новый подход основан на применении известного катализатора новым способом, исключая образование сажи. Две английских фирмы, "British Gas" и "Air Products", начали работы по проверке коммерческой реализуемости нового процесса.<sup>29</sup> Эта возможность заслуживает более детального изучения.

Однако, в настоящей работе дополнительное извлечение природного газа не учитывается. Перекачка углекислого газа по трубопроводам на 300 километров к месту захоронения повысит стоимость электроэнергии на одиннадцать процентов (см. табл. 11).

Если случится так, что затраты на захоронение углекислого газа будут считаться неприемлемыми, то надо будет найти способы компенсации этих затрат мировым сообществом, поскольку преимущества от уменьшения выбросов углекислого газа пойдут на пользу всему миру. Стоимость захоронения углекислого газа в выработанных газовых месторождениях, расположенных в трехстах километрах от установок по производству водорода, оценивается в 33 доллара на тонну углерода,<sup>30</sup> что сравнительно невелико по сравнению с другими способами уменьшения выбросов углекислого газа.<sup>31,32</sup> Когда будут исчерпаны возможности более дешевых способов уменьшения эмиссии углекислого газа, то мировому сообществу будет более выгодно экономически вкладывать капиталы в эту схему сокращения выбросов в конкретных местах, чем повсеместно использовать более дорогие способы.

Как много электроэнергии можно будет

произвести на топливных элементах и на сопровождающих их установках с комбинированным циклом из водорода и попутного горючего газа в процессе, сопровождающемся захоронением углекислого газа? На этот вопрос можно будет ответить только после детальных исследований. Но для того, чтобы дать представление о перспективах этого способа, можно предположить, что объем захоронения будет равен объему освобожденных при добыче природного газа месторождений. Если эти месторождения будут заполняться углекислым газом с тем же давлением, то захороненное количество углерода в 1,4 раза превысит то количество, которое находилось в добытом углекислом газе.<sup>23</sup> При добыче природного газа в 13 экзаджоулей в год количество электроэнергии, производящейся на станциях с топливными элементами и сопутствующих установках комбинированного цикла будет в три раза больше, чем то, которое производилось на угольных тепловых электростанциях в 1989 году (см. табл. 1 и рис. 1).

После достижения возможностей захоронения углекислого газа в высвобождающихся газовых месторождениях полная эмиссия углекислого газа от сжигания природного газа в установках с комбинированным циклом и от использования водорода с сопутствующими газами в топливных элементах и связанных с ними установках составит всего лишь 15 процентов от той, которая имела в 1989 году (см. табл. 1). Следовательно, если в 2039 году будут ликвидированы все тепловые электростанции с паровыми турбинами, эта основанная на использовании угля стратегия может быть расширена за счет сброса дополнительных количеств углекислого газа в атмосферу без нарушения принятых в сценарии ограничений по выбросам. Отметим, что даже при дополнительных выбросах их общее количество в расчете на один киловатт-час будет на тридцать процентов меньше, чем на новых угольных электростанциях с паровыми турбинами с низким загрязнением окружающей среды (см. табл. 4). В целом, из угля при использовании новых технологий может получено в 4 - 5 раз больше электроэнергии по сравнению с 1989 годом без нарушения ограничений по эмиссии углекислого газа (см. табл. 1 и рис. 1).

В то время как предлагаемая стратегия базируется на предотвращении парникового потепления, в Китае могут быть приняты решения, не имеющие ничего общего с этими предпосылками.

Одна из возможных ключевых технологий - это газификация угля с кислородным поддувом. Как отмечалось ранее, в Китае

проводится кампания по расширению использования "городских газов" для приготовления пищи в рамках общей борьбы за чистоту окружающей среды в городах. Газы, полученные из угля, уже сейчас составляют около 22 процентов "городских газов", а к 2000 году их доля должна увеличиться до 28 процентов.<sup>19</sup> До сих пор не было сделано капиталовложений в разработку современных установок для газификации угля с кислородным поддувом и повышенным давлением; вместо этого в некоторых городах средства вкладываются в создание обычных установок атмосферного давления (так называемых двухступенчатых газификаторов), выходной продукт которых обладает гораздо худшим качеством. Последний анализ Мирового банка показывает, что, хотя установки с кислородным поддувом и требуют больших начальных капитальных вложений, стоимость произведенного на них газа в расчете по всему времени эксплуатации будет на одну четверть меньше, чем на двухступенчатых газификаторах; более того, эксплуатация современных установок представляет существенные преимущества по безопасности и охране окружающей среды.<sup>19</sup>

Для рассматриваемого сценария необходима также крупномасштабная добыча природного газа для того, чтобы предоставить необходимые хранилища для захороняемого углекислого газа. Следует отметить также, что расширение добычи природного газа не только помогает уменьшению парникового потепления, но и принесет другие экономические и местные экологические выгоды.<sup>33</sup>

Другие ключевые элементы рассматриваемой стратегии включают захоронение углекислого газа в месторождениях природного газа (и перспективы попутного увеличения выхода природного газа), и использование водородных топливных элементов с фосфорной кислотой. В этой стратегии есть довольно экзотические особенности, но Китай может сравнительно легко освоить эти новые концепции, основываясь на текущей активности и сделав некоторые дополнительные капиталовложения. Так, например, водород, производящийся на больших установках для производства аммиака из природного газа, может быть использован на демонстрационных установках с топливными элементами (с возможной мощностью в 200 киловатт). Кроме того, поскольку такие заводы, как правило, расположены вблизи крупных месторождений природного газа, углекислый газ, образующийся при производстве аммиака, может быть извлечен и инжектирован в опустошенные газовые резер-

вуары для того, чтобы более глубоко изучить связанные с этим процессом проблемы.

#### ПРОИЗВОДСТВО ЭНЕРГИИ ИЗ БИОМАССЫ

Биомасса - это природный ресурс, легко доступный в развивающихся странах. Производство биомассы требует больших затрат труда, что важно для тех стран, в которых много рабочей силы и мало капитала. Кроме того, она способна предоставить источник энергии для индустриализации сельских областей. Более того, если биомасса полностью восстанавливается, то эффективного выброса углекислого газа не происходит и, следовательно, не происходит глобального парникового потепления.

Доля биомассы в потреблении энергии в Китае составляет 26 процентов.<sup>34</sup> Так же, как и в большинстве развивающихся стран, в Китае биомасса используется неэффективно, в основном как некоммерческое топливо для приготовления пищи. Согласно данным Министерства энергетики Китая, объем ежегодно сжигаемого в стране топлива в 2,6 раза превышает объем восстанавливаемых ресурсов, что вызывает серьезные экологические проблемы.<sup>10</sup> В большинстве развивающихся стран биомасса рассматривается как "нефть для бедняков", источник энергии, потребление которого должно уменьшаться по мере развития страны.

Биомасса может выращиваться в объеме, необходимом для восстановления, если ее производители будут достаточно заинтересованы в этом. Это может быть достигнуто только в том случае, если биомасса будет использоваться не так, как сейчас, а будет преобразовываться с высокой эффективностью и конкурентоспособно с высококачественными энергоносителями (газообразным и жидким топливом, или электроэнергией) при помощи современных технологий. В таких случаях рыночная стоимость биомассы может быть заметно выше, чем в настоящее время.

В современном мире с низкими ценами на нефть наиболее целесообразным способом использования биомассы является производство электроэнергии. Один из возможных способов производства электроэнергии из биомассы состоит в использовании электростанций с паровыми турбинами. В восьмидесятых годах в США были начаты работы по созданию энергетической индустрии на основе биомассы. Мощность энергетических установок на биомассе возросла с 250 мегаватт (электрических) в 1980 году до 9000 мегаватт в 1990 году.<sup>35</sup> Эта технология уже сейчас конкурентоспособна в тех районах, где стоимость биомассы не-

велика. В США стоимость биомассы в виде отходов сельского хозяйства и лесной промышленности часто достаточно низка для того, чтобы производить электроэнергию по конкурентоспособным ценам, однако выращивание биомассы на специальных плантациях для этих целей обходится пока слишком дорого. Тем не менее, выращивание биомассы на плантациях в некоторых районах Китая может быть достаточно дешевой для того, чтобы производство электроэнергии при ее сжигании было не дороже, чем на угольных электростанциях.<sup>36</sup>

Если использовать для производства электроэнергии из биомассы современные технические решения, то стоимость электроэнергии будет конкурентоспособной даже в том случае, когда стоимость биомассы будет больше стоимости угля. Перспективный подход, который может найти коммерческое применение уже в девяностых годах,<sup>37</sup> основан на термохимической газификации биомассы в паро-воздушной смеси и сжигание газа без транспортировки в воздушной газовой турбине (см. рис. 5). Такой метод позволит достичь высокой эффективности утилизации биомассы при низких капиталовложениях (при среднем размере установок с электрической мощностью, примерно равной десяткам мегаватт).

Это направление развития энергетики может быть реализовано в сравнительно короткие сроки, в основном, из-за уже достигнутых успехов в комбинировании установок для газификации угля и газовых турбин в едином комплексе для производства электроэнергии. Некоторые из реализованных проектов могут быть модифицированы для использования биомассы при сравнительно небольших дополнительных затратах.<sup>35,38,39</sup> На деле, коммерческие варианты комбинированных установок с газификаторами и газовыми турбинами (IG/GT) для сжигания биомассы, скорее всего, появятся раньше, чем их аналоги для сжигания угля, как из-за того, что биомасса активнее угля и поэтому легче подвергается процессу газификации, так и из-за того, что содержание серы в биомассе чаще всего очень мало. Необходимость эффективного и дешевого извлечения серы является главным препятствием на пути создания конкурентных с угольными электростанциями десульфуризацией в потоке газа комбинированных газотурбинных установок для газификации угля (CIG/GT). Энергетические комбинированные газотурбинные установки с использованием биомассы (BIG/GT), по-видимому, будут конкурентоспособными с гидроэлектростанциями, атомными электростанциями или угольными электростанциями в широком

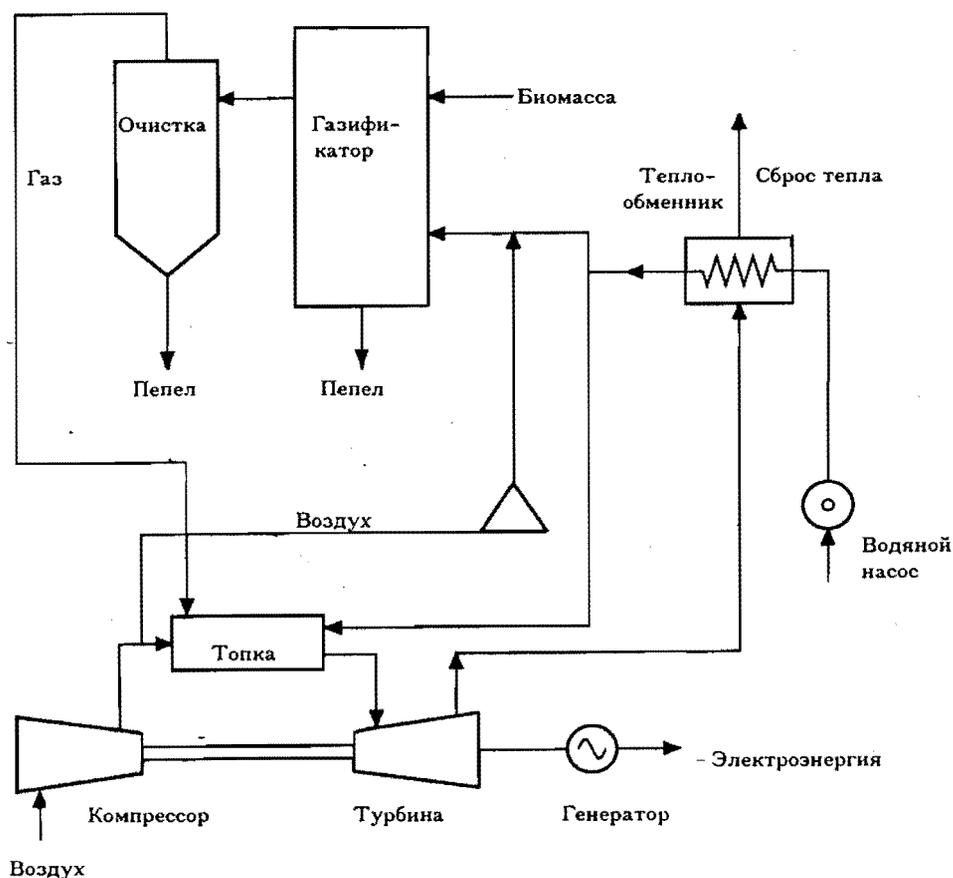


Рисунок 5

Комбинированная энергетическая установка первого поколения с газификатором биомассы и газовой турбиной (BIG/GT) может включать газификатор, приспособленный для обработки спрессованных древесных отходов (щепы) и газовую турбину с инжекцией пара (STIG).

интервале внешних условий. Приведенное в табл. 7 и табл. 12 сравнение стоимостей показывает, что установки BIG/GT будут конкурентоспособными с угольными электростанциями при стоимости биомассы в интервале от 2,4 до 4,0 доллара за гигаджоуль. При поставке биомассы с плантаций в США на установки BIG/GT при использовании современной технологии выращивания биомассы на плантациях<sup>40</sup> стоимость биомассы составит около 3 долларов за гигаджоуль, но в Китае стоимость биомассы может быть намного меньше,<sup>36,41</sup> в основном, из-за того, что выращивание биомассы требует больших затрат рабочей силы, которая в Китае очень дешева (по сравнению с США). Кроме того, при модульной структуре установок

BIG/GT распределение электроэнергии потребует значительно меньших затрат по сравнению с типичной инфраструктурой больших электростанций.

Несмотря на то, что основой технологии BIG/GT является весьма совершенная техника (газовые турбины разработаны на основе двигателей современных реактивных самолетов), которые должны быть импортированы в большинство развивающихся стран, основные затраты на строительство установок BIG/GT должны быть связаны с компонентами сравнительно низкой технологии, производство которых в быстро индустриализирующихся странах (таких, как Китай) может быть налажено сравнительно быстро. Ремонт газовых турбин может производи-

ться централизованным способом на специальных предприятиях, что значительно сократит необходимость квалифицированного ремонта на самих установках.<sup>35</sup>

Главный вопрос заключается в том, можно ли будет производить биомассу в количествах, достаточных для того, чтобы оказать заметное влияние на общую картину потребления энергии. По этой причине в нашем сценарии предполагалось, что установки по технологии BIG/GT первого поколения будут созданы в Китае в количестве, достаточном для того, чтобы в 2039 году можно было бы обеспечить все потребности в электроэнергии, за исключением тех, которые были определены ранее для гидроэнергетики, ядерной энергетики, природного газа и газа, получаемого из угля. При этих условиях, как видно из табл. 3 и рис. 1, в 2039 году установки BIG/GT будут производить примерно одну шестую часть электроэнергии. Если биомасса будет производиться на плантациях со средней ежегодной урожайностью в 10 тонн сухой массы на гектар, то общая площадь плантаций должна составлять около 26 миллионов гектаров.

В этом сценарии использования биомассы есть два главных непонятных вопроса. Во-первых, можно ли будет найти необходимое для размещения плантаций количество свободной Земли, и, во-вторых, можно ли будет обеспечить поддерживаемый урожай в десять тонн сухого вещества на гектар.

Перечень требований к выделению земельных угодий приведен в табл. 13. Требуемые 26 миллионов гектаров велики по сравнению с теми 5,7 миллионами гектаров, которые используются в настоящее время для лесных плантаций на дрова. Но сейчас в Китае начата программа восстановления лесов, которая уже привела к увеличению занятой лесами площади на 25 процентов по сравнению с уровнем середины шестидесятых годов и должна привести к увеличению площади лесов в Китае на 52 миллиона гектаров с середины восьмидесятых годов до 2000 года и на 93 миллиона гектаров на более продолжительном промежутке времени.<sup>42</sup> Площадь, необходимая для плантаций биомассы для установок BIG/GT, вдвое меньше площади восстанавливаемых в период до 2000 года лесов, и составляет всего лишь одну пятую от площади лесов, которые должны быть восстановлены за более длительный период. Поэтому требования по выделению земли под плантации биомассы не кажутся неразумными.

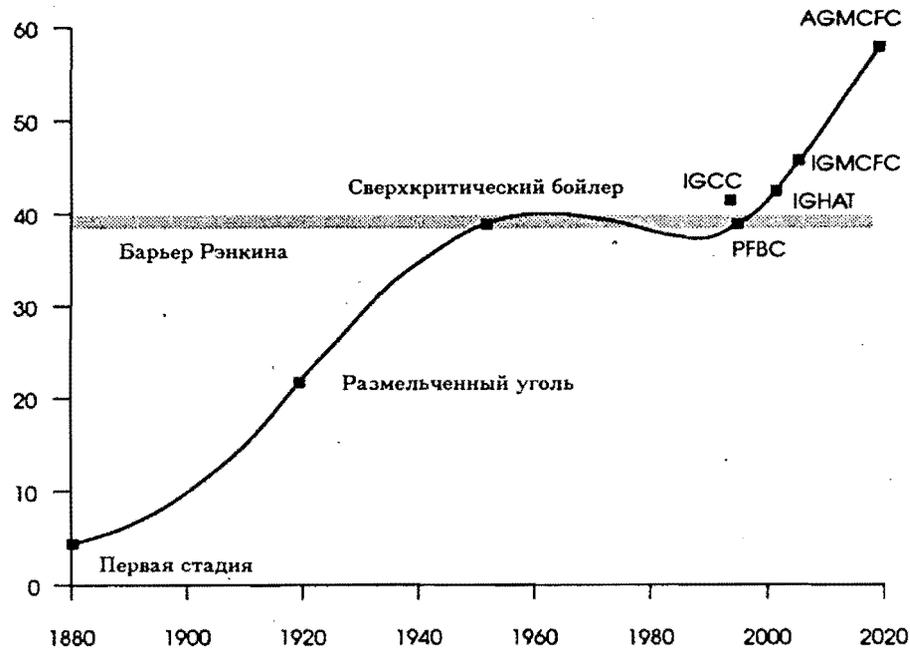
В различных частях света были созданы экспериментальные плантации биомассы, на которых были получены урожаи в десять тонн сухой массы с гектара или даже боль-

ше. Но в настоящее время нет достаточного коммерчески подкрепленного опыта, позволяющего сделать выводы о реализуемости достижения такого среднего урожая на 26 миллионах гектаров земли в условиях Китая. Однако, технология плантаций биомассы находится на начальной стадии развития, и опыт выращивания различных пищевых культур в больших масштабах позволяет предположить, что в ближайшем будущем можно будет получить такие средние урожаи.<sup>40</sup> Более того, при начале использования таких современных технологий, как установки BIG/GT, имеет смысл платить производителям биомассы повышенную цену за попытку достижения больших урожаев. Это может оказаться возможным благодаря тому, что высокая эффективность и малая начальная стоимость новой технологии придаст сырьевой биомассе повышенную цену.

Таким образом, рассматриваемый сценарий использования биомассы, хотя и является претенциозным, но может оказаться и реальным. В свете положительного влияния на проблему парникового потепления и других преимуществ технологии BIG/GT следует рассмотреть этот вариант более внимательно.

Несмотря на то, что в конце концов ограничения по доступным земельным и водным ресурсам приостановят возможный рост производства биомассы для энергетических целей, с течением времени они могут преодолены за счет усовершенствований в выращивании биомассы и эффективности преобразования энергии. Предполагается, что в США до конца века средний урожай на плантациях биомассы может увеличиться почти вдвое.<sup>43</sup> Ожидаемое совершенствование технологии газовых турбин должно привести к повышению эффективности до значений, превышающих принятую в нашем сценарии величину в 42 процента. Более того, в следующем столетии электроэнергия может производиться с еще большей эффективностью на топливных элементах. Проекты исследовательского института электроэнергии<sup>44</sup> предусматривают, что в 2020 году комбинированные установки газификации угля с топливными элементами на расплавленных карбонатах позволят обеспечить получение электроэнергии с эффективностью, превышающей 60 процентов (см. рис. 6). Так же, как и в случае установок с газовыми турбинами, технологию для газификации угля можно будет сравнительно легко приспособить к использованию биомассы. При анализе нашего сценария такие возможности во внимание не принимались.

Развитие производства электроэнергии из биомассы следует производить эволюци-



- PFBC: сгорание при давлении с жидкостной подушкой
- IGCC: газификация с комбинированным циклом
- IGHAT: газификация с турбиной и поддувом влажным воздухом
- IGMCFE: газификация и топливные элементы на расплавленных карбонатах
- AGMCFE: газификация и топливные элементы на расплавленных карбонатах (модернизированные)

Рисунок 6

Эволюция эффективности энергетических установок на угле.

Эффективность энергетических установок парового цикла (цикла Рэнкина) постепенно увеличивалась в течение восьмидесяти лет и достигла теоретического предела в шестидесятых годах. С того времени эффективность несколько уменьшилась из-за необходимости потери энергии на ликвидации загрязняющих побочных продуктов сгорания. Преодоление практических ограничений эффективности (барьера Рэнкина) потребует внедрения новых подходов, основанных на преобразовании химической энергии (таких, как газификация угля), и на генерации электроэнергии при помощи новых типов турбин или топливных элементов.<sup>44</sup>

онным путем. На первой стадии установки по производству электроэнергии из биомассы следует построить в тех районах Китая, в которых производство биомассы дешевле добычи угля, используя при этом генераторы с паровыми турбинами, которые были разработаны и изготовлены в Китае для

сжигания угля, модифицированные для сжигания биомассы. При этом можно будет проверить разные виды биомассы для того, чтобы определить наиболее оптимальные варианты для различных районов. После этого можно будет перейти к использованию технологии ВІС/СТ и к ее широкомасштабному

внедрению после создания собственной производственной базы для изготовления установок.

### ВЫВОДЫ

Представленный здесь сценарий развития производства электроэнергии в Китае предполагает, что согласующееся с достижением высокого жизненного уровня расширение энергетического сектора китайской экономики должно быть достигнуто в течение следующего полувека такими способами, которые смогли бы представить побочные экологические преимущества (включая понижение выбросов углекислого газа) при конкурентноспособной стоимости. Несмотря на то, что подобное совмещение противоположных требований требует использования современной технологии производства электроэнергии, рассматриваемый сценарий может быть реализован при использовании технологий, которые станут доступными в течение девяностых годов. При учете возможности использования других технологий, которые могут оказаться доступными в следующем столетии (такими, как энергия ветра, тепловые солнечные электростанции, или фотовольтаические элементы<sup>45</sup>), поставленные задачи можно будет выполнить еще проще.

Рассматриваемая стратегия может оказаться экономически привлекательной, если основной ее альтернативой окажутся угольные электростанции с паровыми турбинами, на которых должны быть обеспечены строгие меры контроля по предотвращению выбросов пыли и сернистого газа. Если сравнивать предлагаемый вариант с электростанциями, на которых указанные меры контроля не применяются, то он окажется более дорогим. Это подчеркивает необходи-

мость использования единого подхода к анализу политики энергетического планирования - определению стратегии развития, которая одновременно должна учитывать потребности экономического развития и вопросы охраны окружающей среды, включая контроль за загрязнением воздуха и предотвращение парникового эффекта.

Несмотря на очевидные технические и экономические перспективы развития энергетики, они не смогут быть реализованы при механическом копировании современной практики. Реализация возможных преимуществ потребует серьезных усилий как на национальном, так и на международном уровне. Политики должны найти пути формирования политики защиты окружающей среды таким образом, чтобы она позволяла ускорить техническое развитие и поддержать экономический рост. Поиск путей сотрудничества многих стран в обеспечении будущего энергетики, совместимого с непрерывным развитием, является серьезным вызовом международному сообществу.

### БЛАГОДАРНОСТИ

Это исследование было проведено благодаря поддержке программы биоэнергетических систем и технологии международного института сельскохозяйственного развития Уинрока, управления энергетики и инфраструктуры американского агентства международного развития, управления политического анализа агентства по защите природных ресурсов США, фонду Джеральдины Р. Додж, фонду У. Алтона Джонса, фонду Мерка и фонду "Нью Лэнд". Авторы благодарят Билла Фалкерсона, Стэна Кругмана, Инжонга Лю, Фила ЛаРокко и Дингли Шена за замечания к рукописи статьи.

Таблица 3

Сценарий производства электроэнергии в Китае с низкой эмиссией CO<sub>2</sub>.

	Производство электроэнергии (ТВт-час/год)		Эмиссия CO <sub>2</sub> (в миллионах тонн углерода в год)	
	1989 <sup>а</sup>	2039 <sup>б</sup>	1989	2039
Гидроэлектростанции	98,1	403 <sup>в</sup>	98,1	0,0
Природный газ	-	413 <sup>г</sup>	-	49,5
Нефть	15,3	-	15,3	-
Уголь				
Паровые электростанции	369,2	-	369,2	-
Газификация угля с захоронением CO <sub>2</sub> :				
Топливные элементы	-	-	-	-29,8 <sup>е</sup>
Комбинированные циклы	-	960 <sup>д</sup>	-	-
Газификация угля с выбросом CO <sub>2</sub> :				
Топливные элементы	-	187 <sup>д</sup>	-	-
Комбинированные циклы	-	446 <sup>з</sup>	-	113,3 <sup>ж</sup>
Атомные электростанции	-	106 <sup>з</sup>	-	-
Газификация биомассы и газовые турбины	-	80 <sup>и</sup>	-	0,0
	-	495 <sup>к</sup>	-	0,0
<b>Всего</b>	<b>482,5</b>	<b>3090<sup>л</sup></b>	<b>133</b>	<b>133</b>

<sup>а</sup> Из таблицы 6, с учетом 15 процентов потерь на электропередаче.

<sup>б</sup> С учетом 10 процентов потерь на электропередаче.

<sup>в</sup> В предположении удвоения производства гидроэлектроэнергии с уровня 2000 года (по оценке Мирового банка (см. табл. 6). Доступные ресурсы гидроэлектроэнергии в Китае составляют 380 ГВт,<sup>10</sup> которые, при учете характерной для 1989 года загрузки в 39 процентов могут обеспечить втрое больше электроэнергии, чем приведено в таблице.

<sup>г</sup> Согласно оценке ресурсов нефти и газа в Китае, сделанной в 1987 году, общие ресурсы природного газа на территории Китая и его континентального шельфа оцениваются в 33,3 триллиона кубометров, или в 1300 экзаджоулей.<sup>10</sup> Предполагается, что уровень 2039 года будет таким, что этих ресурсов должно хватить на 100 лет, иначе говоря, он должен равняться 13 экзаджоулям в год. При этом разведанные запасы газа должны быть увеличены с 39 экзаджоулей в 1989 году до 130 экзаджоулей в 2039 году. Если 25 процентов добытого природного газа будут сжигаться на газотурбинных электростанциях с эффективностью в 50 процентов, то общее производство электроэнергии составит 458 тераватт-часов.

<sup>д</sup> Предполагается, что газификация угля будет происходить в таком темпе, чтобы количество произведенного CO<sub>2</sub> соответствовало количеству захороненного в выработанных газовых скважинах газа. При этом количество захороняемого углерода будет в 1,4 раза больше того, которое первоначально содержалось в природном газе,<sup>23</sup> т.е. при добыче природного газа в 13 экзаджоулей в год будет захороняться 273 миллиона тонн углерода в год, что соответствует общему производству электроэнергии из угля в 1147 тераватт-часов.

<sup>е</sup> Эквивалентное уменьшение выброса углекислого газа при захоронении составит 26 кг углерода на 1 тераватт-час, что соответствует общему уменьшению выбросов в 29,8 миллиона тонн углерода в год.

<sup>ж</sup> Эта величина соответствует общему количеству выбросов углекислого газа при газификации угля, которое может быть допущено при условии сохранения общих выбросов на уровне 1989 года.

<sup>з</sup> Исходя из величины допустимых выбросов в варианте без захоронения углекислого газа в 113,3 миллиона тонн углерода в год, общее количество произведенной электроэнергии не должно превысить 552 тераватт-часов в год.

<sup>и</sup> Исходя из четырехкратного превышения уровня 2000 года (см. табл. 6).

<sup>к</sup> Предполагается, что недостача электроэнергии должна покрываться ее производством из биомассы, при которой эквивалентные выбросы углекислого газа равны нулю.

<sup>л</sup> Показано,<sup>3</sup> что западноевропейские жизненные стандарты могут быть обеспечены в развивающихся при уровне потребления энергии, всего лишь на 20 процентов превышающем достигнутый ими в 1989 году за счет перехода к эффективным носителям энергии. При этом потребление электроэнергии должно возрасти с 439 кВтч на душу населения в год до 1840 кВтч в год, что при ожидаемом населении в 1,68 миллиарда человек<sup>7</sup> должно соответствовать 3090 тераватт-часам в год.

Таблица 4

Выбросы CO<sub>2</sub> в альтернативных способах производства электроэнергии

	Выброс <sup>а</sup> , в млн.т. С на ТВт-час
Типичная тепловая электростанция на угле <sup>б</sup>	0,349
Современная тепловая электростанция с десульфуризацией (200 МВт) <sup>в</sup>	0,288
Комбинированный цикл на природном газе <sup>г</sup>	0,120
Тепловые элементы на водороде из угля с захоронением CO <sub>2</sub> <sup>д,е</sup>	-0,026
Тепловые элементы на водороде из угля без захоронения CO <sub>2</sub> <sup>д,ж</sup>	0,205
Комбинированные установки с газификацией биомассы <sup>з</sup>	0,0

<sup>а</sup> Предполагается, что выбросы CO<sub>2</sub> равняются 25,5 млн.т. углерода на 1 экзаджоуль угля и 15,0 млн.т. углерода на 1 экзаджоуль природного газа. Потери на передачу и распределение электроэнергии принимались равными 15 процентам в настоящее время, 10 процентам в 2039 году и нулю для систем попутного производства электроэнергии.

<sup>б</sup> В 1989 году средняя эффективность производства электроэнергии составляла 31 процент, или 11,63 МДж/кВтч<sup>10</sup> (см. табл. 5).

<sup>в</sup> Здесь эффективность производства электроэнергии составляла 35,4 процента, или 10,18 МДж/кВтч (см. табл. 7).

<sup>г</sup> Здесь эффективность производства электроэнергии составляла 50 процентов, или 7,2 МДж/кВтч (см. табл. 8).

<sup>д</sup> Топливный газ с высоким содержанием водорода может производиться из угля на коммерческих установках-газификаторах с кислородным поддувом.<sup>23</sup> На каждый экзаджоуль угля может быть получено 0,57 экзаджоуля водорода с чистотой 99,99%. Водород передается по газопроводам с типичной длиной 1600 км к конечным потребителям. В топливных элементах в электроэнергию преобразуется 50 процентов исходной энергии водорода, а еще 30 процентов преобразуется в тепловую энергию пара. Оставшиеся 0,16 экзаджоуля топливного газа могут быть преобразованы в электроэнергию с эффективностью 50 процентов (см. табл. 8 - 11).

<sup>е</sup> При захоронении CO<sub>2</sub> в выработанных газовых скважинах выбросы уменьшаются на 88 процентов. Эксплуатация системы требует дополнительных энергозатрат в 2,26 ТВтч на установки по газификации и 2,82 ТВтч на компрессоры газопроводов (на 1 экзаджоуль угля). Для этого надо израсходовать 23 процента остаточного топливного газа. Общая выработка электроэнергии составит при этом 94,2 ТВтч на 1 экзаджоуль угля, а выброс CO<sub>2</sub> составит 0,032 млн.т. С на 1 ТВтч. Из этой величины следует вычесть уменьшение выбросов из-за генерации электроэнергии от остаточного тепла топливных элементов, составляющее 0,058 млн.т. С на 1 ТВтч, так что эффективное значение выбросов углекислого газа для этого варианта будет равно -0,026 млн.т. на 1 ТВтч.

<sup>ж</sup> Если остаточный CO<sub>2</sub> сбрасывается в атмосферу, то общий выброс будет меньше, чем на обычных тепловых электростанциях из-за повышения общей эффективности цикла. В этом случае тепло от газификаторов позволяет получить дополнительно 1,66 ТВтч на 1 экзаджоуль угля и поэтому электроэнергия для питания компрессоров трубопровода может быть уменьшена с 2,82 до 1,16 ТВтч на 1 экзаджоуль, что потребует около 5 процентов от энергии топливного газа. Общее производство электроэнергии будет равно 79,0 ТВтч в топливных элементах и 20,9 ТВтч в комбинированном цикле. Общий выброс при производстве электроэнергии (0,261 млн.т. С на 1 ТВтч) следует уменьшить на экономию при производстве электроэнергии от пара топливных элементов (0,056 млн.т. С на 1 ТВтч).

<sup>з</sup> В самоподдерживающемся производстве биомассы выбросы углекислого газа равны нулю, поскольку выбросы при сгорании биомассы компенсируются поглощением при фотосинтезе.

Таблица 5  
Коммерческое использование энергии в Китае в 1989 году (в экзэджоулях в год)

	Всего <sup>а</sup>	Производство электроэнергии <sup>б</sup>
Нефть	4,89	0,21
Газ	0,60	-
Уголь	21,53	5,05
Гидроэлектроэнергия	1,34	1,34
<b>Итого</b>	<b>28,40</b>	<b>6,60</b>

<sup>а</sup> По данным Министерства энергетики КНР.<sup>10</sup>  
<sup>б</sup> При расчетах использовались данные Мирового банка (см. табл. 6); считалось, что средние энергозатраты составляют 11,63 МДж/кВтч.

Таблица 6  
Прогноз развития производства электроэнергии в Китае по данным Мирового банка<sup>46</sup>

	1989	1999
<b>Мощность электростанций</b>	<b>ГВт</b>	
Гидроэлектростанции	34,8	70,4
Тепловые (на нефти)	9,0	9,0
Газовые	0,0	0,0
Угольные	72,4	136,7
Атомные	0,0	3,9
<b>Итого</b>	<b>116,2</b>	<b>220,0</b>
<b>Производство электроэнергии</b>	<b>ТВтч/год</b>	
Гидроэлектростанции	115,4	223,7
Тепловые (на нефти)	18,0	18,0
Газовые	0,0	0,0
Угольные	434,3	826,4
Атомные	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>567,7</b>	<b>1100,1</b>
<b>Капитальные затраты в 1989 - 1999 г.г.</b>	<b>Млрд. долл.</b>	
Производство электроэнергии		
Местные	58,7	
Иностранные	44,3	
<b>Всего</b>	<b>103,0</b>	
Передача электроэнергии		
Местные	7,4	
Иностранные	3,1	
<b>Всего</b>	<b>10,5</b>	
Распределение электроэнергии		
Местные	19,6	
Иностранные	8,4	
<b>Всего</b>	<b>28,0</b>	
Прочие капиталовложения		
Местные	12,5	
Иностранные	2,0	
<b>Всего</b>	<b>14,5</b>	
Общие расходы		
Местные	98,2	
Иностранные	57,9	
<b>Всего</b>	<b>156,0</b>	

Таблица 7

Стоимость электроэнергии в северо-восточном Китае на паровых электростанциях с низким уровнем загрязнения<sup>а</sup> в центах за кВтч (уголь поступает из провинции Шэньси)

	Большое количество серы		Малое количество серы	
	200 МВт	300 МВт	200 МВт	300 МВт
Капиталовложения <sup>б,в</sup>	3,33	2,89	2,91	2,53
Эксплуатация <sup>а,в</sup>	1,27	1,02	0,95	0,76
Топливо <sup>г,д</sup>	1,61	1,58	1,58	1,55
<b>Итого</b>	<b>6,21</b>	<b>5,49</b>	<b>5,44</b>	<b>4,84</b>
Стоимость поставки <sup>е</sup>				
Производство	6,90	6,10	6,04	5,38
Распределение <sup>ж</sup>	0,82	0,82	0,82	0,82
<b>Всего</b>	<b>7,72</b>	<b>6,92</b>	<b>6,86</b>	<b>6,20</b>

<sup>а</sup> Параметры электростанций соответствуют американским условиям, для извлечения пепла применяются нитяные фильтры, а для извлечения серы - поточная десульфуризация. Стоимость приводится во оценкам EPRI.<sup>47</sup>

<sup>б</sup> Электростанции на угле с большим содержанием серы, способные перерабатывать битуминозные угли с содержанием серы до 4 процентов, включают в себя субкритические парозлектрические установки с десульфуризаторами с влажным песчаником. Стоимость установки составляет 1742 доллара за кВт для мощности в 200 МВт и 1496 долларов за кВт для мощности в 300 МВт. Электростанции на угле с малым содержанием серы, способные перерабатывать битуминозные угли с содержанием серы до 0,6 процента, включают в себя субкритические парозлектрические установки с распыливающими десульфуризаторами. Стоимость установки составляет 1511 доллара за кВт для мощности в 200 МВт и 1298 долларов за кВт для мощности в 300 МВт. К этой цифре следует добавить дополнительные расходы в 102 доллара за кВт, типичные для коммерческих энергоустановок.

<sup>в</sup> Дополнительные финансовые и страховые расходы составляют 11,1 процента.

<sup>г</sup> Расходы топлива составляют для электростанций на угле с высоким содержанием серы 10,37 МДж на кВтч (200 МВт) и 10,21 МДж на кВтч (300 МВт), а для электростанций на угле с высоким содержанием серы 10,18 МДж на кВтч (200 МВт) и 10,01 МДж на кВтч (300 МВт).

<sup>д</sup> По оценке Мирового банка,<sup>48</sup> стоимость угля в провинции Шэньси составляет 36 - 44 юаня за тонну. Транспортировка в северо-восточные районы Китая добавляет 25 юаней за тонну. Используя официальный курс середины восьмидесятых годов (2 юаня за доллар), можно получить, что стоимость одного гигаджоуля угля с теплотворной способностью 25 ГДж за тонну составит в среднем 1,55 доллара за гигаджоуль.

<sup>е</sup> При потерях на передачу и распределение в 10 процентов.

<sup>ж</sup> Капитальная стоимость системы электропередачи и распределения принимается равной 409 долларов за киловатт, а расходами на ее эксплуатацию пренебрегается.

Таблица 8

Стоимость электроэнергии на газо-паротурбинных электростанциях с комбинированным циклом<sup>а</sup> (в центах за кВтч)

	Общая	Газификация угля <sup>б</sup>
Капиталовложения <sup>а,в</sup>	1,14	1,14
Эксплуатация	0,44	0,44
Топливо	$0,72 P_g^r$	3,96
Итого	$1,58 + 0,72 P_g^r$	5,54
Стоимость поставки <sup>д</sup>		
Производство	$1,76 + 0,80 P_g$	6,16
Распределение <sup>е</sup>	0,82	0,82
Всего	$2,58 + 0,80 P_g$	6,98

<sup>а</sup> В соответствии с оценками EPRI,<sup>47</sup> капитальная стоимость установки комбинированного цикла мощностью 210 МВт с эффективностью 50 процентов составит 531 доллара за кВт, а стоимость эксплуатации при загрузке в 70 процентов будет равна 0,44 цента за кВт.

<sup>б</sup> Предполагается, что установки комбинированного цикла будут располагаться рядом с установками газификации угля и работать на остаточном после извлечения водорода топливном газе этих установок (его стоимость составит 5,5 доллара за гигаджоуль с учетом стоимости захоронения углекислого газа).

<sup>в</sup> К капитальной стоимости следует добавить дополнительные расходы, равные 102 долларам за киловатт, и финансовые и страховые затраты, равные 11,1 процента.

<sup>г</sup>  $P_g$  - это стоимость газа в долларах за гигаджоуль.

<sup>д</sup> Предполагается, что потери при распределении электроэнергии будут равны 10 процентам.

<sup>е</sup> Капитальная стоимость системы электропередачи и распределения принимается равной 409 долларов за киловатт, а расходами на ее эксплуатацию пренебрегается.

Таблица 9  
Оценка стоимости производства обогащенного водородом синтетического газа  
из угля в газификаторах с кислородных поддувом<sup>а</sup>

	с захоронением <sup>б</sup>	без захоронения <sup>в</sup>
<b>Капиталовложения (млн. долл.)</b>		
Основная установка <sup>г</sup>	678	678
Реакторы <sup>д</sup>	25	25
Извлечение CO <sub>2</sub> <sup>е</sup>	45	-
Компрессор CO <sub>2</sub> <sup>ж</sup>	46	-
Газопровод CO <sub>2</sub> <sup>з</sup>	117	-
Инжекция CO <sub>2</sub> <sup>и</sup>	17	-
<b>Итого</b>	<b>927</b>	<b>748</b>
<b>Ежегодная стоимость (млн. долл. в год)</b>		
Капиталовложения <sup>к</sup>	103,0	83,1
Стоимость угля <sup>л</sup>	44,2	44,2
Стоимость электроэнергии <sup>м</sup>	6,7	-4,9
Эксплуатация основной установки	24,5	24,5
Дополнительная эксплуатация	4,2	4,2
Химикаты и катализаторы	1,1	1,1
Эксплуатация захоронения	2,8	-
<b>Итого</b>	<b>186,5</b>	<b>152,2</b>
<b>Стоимость сингаза (долл./ГДж)</b>	<b>5,51</b>	<b>4,51</b>
<b>Стоимость очищенного водорода<sup>н</sup></b>		
	5,51	4,51
	0,23	0,23
	0,08	0,08
	<b>5,82</b>	<b>4,82</b>

<sup>а</sup> Оценка производится для установки мощностью 1175 МВт, производящей из угля газ с составом 87,5% H<sub>2</sub>, 6,5% CO, 1,2% CO<sub>2</sub>, 3,8% N<sub>2</sub>, 1,1% Ar. При загрузке в 8000 часов в год общее производство электроэнергии составит 33,84 миллиона гигаджоулей в год.<sup>23</sup>

<sup>б</sup> В этом варианте извлеченный из сингаза CO<sub>2</sub> сжимается до 60 атм и транспортируется по газопроводу длиной 300 км для захоронения в выработанных газовых скважинах.

<sup>в</sup> В этом варианте извлеченный из сингаза CO<sub>2</sub> сбрасывается в атмосферу.

<sup>г</sup> Базовой схемой является комплекс установки газификации угля и энергетической установки комбинированного цикла (CIG/CC). Стоимость установки будет равна 1,043 млрд. долл. (исходя из оценки стоимости EPRI в 1467 долл./кВт).<sup>47</sup> Энергетическая установка состоит из газовой турбины мощностью 480 МВт и паровой турбины мощностью 322 МВт (92 МВт уходит на внутренние нужды). Газификатор с кислородным поддувом фирмы Shell работает при давлении в 24 атм. Общая стоимость включает стоимость кислородной установки и блока очистки сингаза. При модификации этой системы для генерации сингаза комбинированный цикл становится ненужным и производится замена двух турбин на одну паровую мощностью 112 МВт, при чем стоимость установки снижается до 678 млн. долл.

<sup>д</sup> Реактор является двухступенчатым с эффективностью преобразования CO в 90 процентов.

<sup>е</sup> Отделение CO<sub>2</sub> производится в регенерируемом химическом адсорбере типа Selexol с эффективностью 98-99 процентов.

<sup>ж</sup> Для сжатия CO<sub>2</sub> до 60 атм требуется 55,6 кВтч на тонну газа.

<sup>з</sup> Стоимость газопровода оценивается в 800 долларов на километр на тонну CO<sub>2</sub> в час при пропускной способности в 487 тонн в час.

<sup>и</sup> Стоимость складывается из стоимости компрессора в 12 млн. долл. и стоимости доработки скважины в 5 млн. долл.

<sup>к</sup> Финансовая и страховая наценка составляют 11,1 процента в год при сроке эксплуатации в 30 лет.

<sup>л</sup> При эффективности преобразования в 72,8% потребуется 46,48 млн. ГДж угля в год при стоимости в 0,95 доллара за гигаджоуль.

<sup>м</sup> При захоронении CO<sub>2</sub> потребуются 127 МВт электроэнергии, 112 из которых производятся на самой установке, а 15 МВт покупаются по 5,54 цента за 1 кВтч. При выбросе CO<sub>2</sub> в атмосферу 11 МВт остаются лишними.

<sup>н</sup> В процессе адсорбции с перепадом давления из сингаза можно извлечь 85% водорода чистотой 99,99%. Состав остаточного газа таков: 51,0% H<sub>2</sub>, 25,3% CO, 4,7% CO<sub>2</sub>, 14,8% N<sub>2</sub>, 4,3% Ar. Для очистки потребуется 4 установки стоимостью 14 млн. долл. каждая.

Таблица 10

Оценка стоимости транспорта, хранения и распределения водорода<sup>а</sup>  
(в долларах на гигаджоуль)

<b>Компрессор</b>											
Капиталовложения <sup>б</sup>	0,044										
Эксплуатация <sup>в</sup>	0,036										
Электропитание <sup>г</sup>	0,275										
<i>Итого</i>	<i>0,355</i>										
<b>Трубопровод</b>											
Капиталовложения <sup>д</sup>	0,535										
Эксплуатация <sup>е</sup>	0,048										
<i>Итого</i>	<i>0,583</i>										
<b>Хранение<sup>ж</sup></b>	<b>0,159</b>										
<b>Распределение<sup>з</sup></b>	<b>0,500</b>										
<b>Общая стоимость</b>	<b>1,60</b>										
<p><sup>а</sup> Расчеты проводились для газопровода длиной 1609 км и эквивалентной мощностью 11,5 ГВт (или 0,39 экзаджоуля в год), работающего 8000 часов в год. Такой газопровод может обслужить 15 установок по производству водорода, описанных в табл. 9. Давление на входе газопровода повышается с 24 до 68 атм; при давлении на выходе газопровода в 20 атм его диаметр должен быть равен 1,6 метра.<sup>49</sup></p> <p><sup>б</sup> Требуемая мощность компрессора равна 205 МВт. Предполагалось, что капитальная стоимость компрессора составит 680 долларов на киловатт. С учетом ставки на капитал и страховки стоимость увеличивается на 12,25 процента (при времени эксплуатации установки в 20 лет).</p> <p><sup>в</sup> Расходы предполагались равными 10 процентам от капитальной стоимости.</p> <p><sup>г</sup> При эффективности двухступенчатого компрессора в 85 процентов энергопотребление будет равно 4,96 кВт на 1 ГДж водорода, или 1,8 процента от теплотворной способности самого водорода. Стоимость электроэнергии полагалась равной 5,54 цента за 1 кВтч.</p> <p><sup>д</sup> Стоимость погонного метра газопровода полагалась равной 1168 долларов, а стоимость всего газопровода - 1,879 миллиарда долларов. При сроке эксплуатации в 30 лет стоимость увеличивается на 11,1 процента (за счет учетной ставки и страховки).<sup>49</sup></p> <p><sup>е</sup> Расходы предполагались равными 1 проценту от капитальной стоимости.</p> <p><sup>ж</sup> Предполагалось, что на выходе газопровода устанавливается хранилище с емкостью, равной одной четверти от ежедневной пропускной способности газопровода, позволяющее сгладить суточные вариации потребления. Давление в хранилище составляет от 17 до 26 атмосфер.<sup>50</sup> На всем протяжении газопровода предполагалось установить 15 хранилищ с вместимостью 160 тонн водорода (19 тысяч гигаджоулей) в каждом. Стоимость хранилищ в расчете на один год равна:</p> <table border="0"> <tbody> <tr> <td>Строительство и эксплуатация хранилища</td> <td>54,6</td> </tr> <tr> <td>Газовая "подушка"</td> <td>0,6</td> </tr> <tr> <td>Строительство и эксплуатация компрессора</td> <td>3,4</td> </tr> <tr> <td>Электропитание компрессора</td> <td>3,5</td> </tr> <tr> <td><b>Итого</b></td> <td><b>62,1</b></td> </tr> </tbody> </table> <p><sup>з</sup> См. ссылку 49.</p>		Строительство и эксплуатация хранилища	54,6	Газовая "подушка"	0,6	Строительство и эксплуатация компрессора	3,4	Электропитание компрессора	3,5	<b>Итого</b>	<b>62,1</b>
Строительство и эксплуатация хранилища	54,6										
Газовая "подушка"	0,6										
Строительство и эксплуатация компрессора	3,4										
Электропитание компрессора	3,5										
<b>Итого</b>	<b>62,1</b>										

Таблица 11

Стоимость электроэнергии на топливных элементах с фосфорной кислотой на водороде от газификации угля<sup>а,б</sup> (в центах за кВтч)

	С захоронением CO <sub>2</sub>	Без захоронения CO <sub>2</sub>
Капиталовложения <sup>а,б,в</sup>	2,10	2,10
Топливо <sup>г</sup>	5,34	4,62
Эксплуатация	0,57	0,57
Побочное тепло	-0,66	-0,66
<b>Всего</b>	<b>7,35</b>	<b>6,63</b>
<b>Всего с частичным использованием побочного тепла<sup>д</sup></b>	<b>7,68</b>	<b>6,96</b>

<sup>а</sup> Топливные элементы на фосфорной кислоте (первые коммерческие образцы должны появиться в 1993 году), согласно ссылке 47, будут иметь эффективность в 43 процента при капитальной стоимости в 1478 долларов за кВт и стоимости эксплуатации в 0,86 цента за кВт (при загрузке в 60 процентов). Стоимость побочного тепла (в форме пара) составит 0,73 цента за килограмм при мощности установки в 10 МВт. Будущие установки без преобразователя топлива, работающие непосредственно на водороде, будут более эффективными и менее дорогими.

<sup>б</sup> В настоящее время коммерческий интерес к топливным элементам на чистом водороде невелик, и поэтому данные по стоимости и параметрам подобных установок не столь надежны, как для топливных элементов на фосфорной кислоте. Грубые оценки для систем с метановыми преобразователями таковы: электрическая эффективность 50 процентов, передача тепла в пар - 30 процентов (2,16 МДж на кВтч, или 0,91 кг пара на кВтч), капитальная стоимость установки 1000 долларов на кВт и стоимость эксплуатации на треть меньше, чем для топливных элементов с фосфорной кислотой. Водород будет подаваться по газопроводу длиной в 1600 км (см. табл. 10).

<sup>в</sup> Стоимость финансовых и страховых дополнительных затрат считается равной 11,1 процента.

<sup>г</sup> Стоимость водорода равна 7,42 доллара за гигаджоуль при захоронении углекислого газа и 6,42 доллара за гигаджоуль без захоронения.

<sup>д</sup> Горячая вода от топливных элементов будет потребляться все время, а тепло на отопление будет использоваться только зимой. Этот вариант предусматривает использование половины побочного тепла.

Таблица 12

Стоимость электроэнергии на комбинированной установке  
газификации биомассы и газовой турбине<sup>а</sup> (в центах за Квтч)

	Демонстрационная установка	Коммерческая установка
Капитальные затраты <sup>б</sup>	3,17	2,44
Эксплуатация <sup>в</sup>	0,41	0,35
Топливо <sup>г</sup>	0,857·P <sub>б</sub>	0,857·P <sub>б</sub>
Стоимость производства	3,58 + 0,857·P <sub>б</sub>	2,79 + 0,857·P <sub>б</sub>
Стоимость поставки <sup>д</sup>		
Производство	3,98 + 0,952·P <sub>б</sub>	3,10 + 0,952·P <sub>б</sub>
Распределение <sup>е</sup>	0,82	0,82
Всего	4,80 + 0,952·P <sub>б</sub>	3,92 + 0,952·P <sub>б</sub>

<sup>а</sup> Комбинированная система из газификатора биомассы и газовой турбины (BIG/GT), разработанная фирмой Shell International and Petroleum Company, состоит из газификатора фирмы Ahlstrom, и комбинированной паро-газовой турбины, построенной на базе газовой турбины Rolls Royce RB211.<sup>38</sup>

<sup>б</sup> Специалисты фирмы Shell подсчитали, что капитальная стоимость демонстрационной установки составит примерно 1600 - 1700 долларов на киловатт, а коммерческой установки - 1200 - 1300 долларов на киловатт (в таблице принимались средние значения). К этой величине были добавлены общие капитальные расходы (102 доллара на киловатт), расходы на страховку и прочие финансовые затраты. Степень загрузки предполагалось равной 70 процентам.

<sup>в</sup> Оценки расходов на эксплуатацию взяты из ссылки 38 (рис. 8 на стр. 10).

<sup>г</sup> Величина P<sub>б</sub> представляет собой стоимость поставки биомассы, включающая расходы на доставку и хранение.

<sup>д</sup> При этом считается, что потери на передачу и распределение электроэнергии равны 10 процентам.

<sup>е</sup> Капитальная стоимость передачи и распределения электроэнергии предполагалась равной 409 долларов на киловатт (см. табл. 6); при этом расходы на эксплуатацию электросети не учитывались.

Таблица 13

Требования к выделению земли для сценария развития энергетики в Китае (табл. 3)

	Миллионы гектаров	
	Площадь плантаций для биомассы <sup>а</sup>	26
Площадь плантаций для дров в 1989 году <sup>б</sup>	5,7	
Проект увеличения лесов к 2000 году <sup>в</sup>	52	
Проект перспективного увеличения лесов	145	
Использование Земли в Китае в 1983-1985 г.г. <sup>г</sup>	Миллионы гектаров	Изменения с 1964-1966 г.г.
Поля	100,9	-3,4%
Пастбища	285,7	0,0
Леса	134,5	+24,7
Прочие	411,5	-5,3
Всего	932,6	
<p><sup>а</sup> В сценарии из табл. 3 в 2025 году из биомассы должно быть произведено 550 тераватт-часов электроэнергии на установках с эффективностью в 42 процента (см. табл. 12). Для этого потребуется 262 миллиона тонн сухой биомассы (или 4,7 экзаджоуля при теплотворной способности в 18 гигаджоулей на тонну сухой биомассы). При расчете площади плантаций предполагалась урожайность в 10 тонн сухой биомассы на гектар в год.</p> <p><sup>б</sup> По данным Министерства энергетики КНР.<sup>10</sup></p> <p><sup>в</sup> В начале 80-х годов в Китае была объявлена программа увеличения площади лесов на 20 процентов к 2000 году и на 30 процентов в будущем.<sup>42</sup></p> <p><sup>г</sup> См. табл. 16.1 в ссылке 51.</p>		

## ПРИМЕЧАНИЯ И ССЫЛКИ

1. The World Commission on Environment and Development, "Our Common Future", Oxford, Oxford University Press, 1987.
2. Marc H. Ross, Robert H. Sokolow, "Fulfilling the Promise of Environmental Technology", Issues in Science and Technology, Spring 1991, pp. 61 - 66.
3. J. Goldemberg, T.B. Johansson, A.K.N. Reddy, R.H. Williams, "Energy for Sustainable World", Washington, DC, World Resources Institute, 1987. Эта работа была переведена на китайский язык в 1989 году китайским издательством по охране окружающей среды в Пекине под названием "Мировая энергия". Более детальное изложение было представлено в книге J. Goldemberg, T.B. Johansson, A.K.N. Reddy, R.H. Williams, "Energy for Sustainable World", New Delhi, Wiley-Eastern, 1988.
4. A.K.N. Reddy, J. Goldemberg, "Energy for the Developing World", Scientific American, v. 263, No. 9, September 1990, pp. 111 - 118.
5. W.U. Chandler, A.A. Makarov, Z. Dadi, "Energy for the Soviet Union, Eastern Europe, and China", Scientific American, v. 263, No. 9, September 1990, pp. 121 - 127.
6. Эти значения соответствуют среднему постоянному уровню потребления в гигаджоулях в год, соответствующих 0,0317 киловатта.
7. K.C. Zahariah, M.T. Vu, "World Population Projections, 1987-1988 Edition, Short- and Long-Term Estimates", Baltimore, Maryland, Johns Hopkins University Press, 1988.
8. Response Strategies Working Group of the Intergovernmental on Climate Change, "Emission Scenarios; Appendix of the Expert Group on Emissions Scenarios", Washington, DC, US Environmental Protection Agency, April 1990. См. также работы Intergovernmental Panel on Climate Change (World Meteorological Organisation/United Nations Environment Program), "Climate Change: the IPCC Response Strategies", Washington, DC, Island Press, 1991.
9. A.K.N. Reddy, G.D. Sumithra, P. Balachandra, A. d'Sa, "Comparative Costs of Electricity Conservation, Centralized and Decentralized Electricity Generation", Economic and Political Weekly, 2 June 1990, pp. 1201 - 1216.
10. "Energy in China 1990", Ministry of Energy, People's Republic of China.
11. R.H. Williams, H.A. Feiveson, "Diversion-Resistance Criteria for Future Nuclear Power", Energy Policy, v. 18, No. 6, July-/August 1990, pp. 543 - 549.
12. Marvin M. Miller, "Nuclear Proliferation and the Future of Nuclear Power", paper presented at the Conference on Technologies for a Greenhouse-Constrained Society, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, 11 - 13 June 1991.
13. Yingzhong Lu, "Institutional Infrastructures Necessary for Deployment of Nuclear Reactors", paper presented at the Conference on Technologies for a Greenhouse-Constrained Society, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, 11 - 13 June 1991.
14. Oil and Gas Journal, 25 December 1989, pp. 44 - 45.
15. R.H. Williams, E.D. Larson, "Expanding Roles for Gas Turbines in Power Generation", in "Electricity: Efficient End-Use and New Generation Technologies and Their Planning Applications", T.B. Johansson, B. Bodlund, R.H. Williams, eds., Lund, Sweden, Lund University Press, 1989.
16. Ennio Macchi, "Power Generation (Including Cogeneration)", paper presented at the IEA Conference on Emerging Gas Technologies - Implications and Applications", Lisbon, Portugal, 8 - 11 October 1990.
17. D.G. Wilson, "The Design of High-Efficiency Turbomachinery and Gas Turbines", Cambridge, Massachusetts, 1984.
18. R. Jeal, S. Gupta, "Emerging Materials Technologies for Future Gas-Turbine Engines - an Overview", paper presented at the 1987 Tokyo International Gas Turbine Congress, Tokyo, Japan, 26 - 31 October 1987.
19. World Bank, "China: Efficiency and Environmental Impact of Coal Use", Report No. 8915-CHA, 20 March 1991.
20. Следует отметить, однако, что в 1990 году корпорация экономического развития "Шэньцзян-Хуанинь" в городе Шэньцзяне закупила две энергетических установки с газовыми турбинами мощностью по 50 тысяч киловатт (электрической мощности) на основе системы General Electric LM-5000. Такие системы обладают хорошими характеристиками при умеренных мощностях отдельных установок. См. также ссылку 15.
21. В июле 1991 года во время посещения Китая автор увидел в промтоварных магазинах большой выбор миниатюрных люминисцентных электроламп китай-

ского производства, цена которых в юанях примерно соответствовала цене таких же ламп в Америке в долларах. Эти электролампы могут ввинчиваться в те же патроны, что и обычные лампы накаливания, но при том же световом выходе они потребляют в четыре раза меньше электроэнергии. Учítывая, что официальный обменный курс юаня соответствует примерно пяти юаням за доллар, китайские люминисцентные электролампы могли бы быть весьма конкурентноспособными на западном рынке.

22. Возможность сохранения побочного углекислого газа в отработанных газовых скважинах требует дальнейшего изучения. Тем не менее, предварительный анализ показывает, что этот подход может стать достаточно эффективным. Согласно проведенному международно́й нефтяной компанией "Шелл" анализу возможности хранения углекислого газа в отработанных газовых месторождениях в Голландии:

"... мы рассматриваем инъекцию в отработанные газовые месторождения как простой и надежный способ хранения углекислого газа, по крайней мере до тех пор, пока не будет превышено начальное значение давления. В этом случае гарантирована надежность от просачивания через основные породы. Утечка углекислого газа через скважины может быть исключена, если при окончании проекта скважины будут соответствующим образом заделаны."

См. работу Shell Internationale Petroleum Maatschappij and Koninklijke/Shell Exploratie en Produktie Laboratorium, "Carbon Dioxide Disposal from Coal Based Combined Cycle Power Stations in Depleted Gas Fields in the Netherlands", report number 91, prepared for the Air Directorate, Ministry of Housing, Physical Planning and the Environment, the Netherlands, December 1990.

23. K. Blok, C.A. Hendricks, W.C. Turkenburg, R.H. Williams, "Producing Fuel and Electricity from Coal with Low Carbon Dioxide Emission", draft manuscript, May 1991.
24. J. Douglas, "Fuel Cells for Urban Power", EPRI Journal, pp. 4 - 11, September 1991.
25. B.M. Barnett, W.P. Teagan, "The Role of Fuel Cells in Our Energy Future", Keynote Address at the Second Grove Fuel Cell Symposium, The Royal Institution, London, 24 - 27 September 1991.
26. Системы центрального отопления будут

удовлетворять потребности отопления жилищ и снабжения горячей водой. Поскольку потребности в отоплении сильно зависят от времени года, коэффициент использования тепла будет изменяться.

27. Повышение степени извлечения нефти при закачке углекислого газа в месторождение - это хорошо разработанная технология. В США построено около 3500 километров трубопроводов для передачи углекислого газа для закачки в месторождения нефти, в том числе трубопровод длиной в 800 километров, эксплуатируемый фирмой Shell Pipeline Corporation, трубопровод длиной в 650 километров фирмы ARCO Pipeline от месторождения природного углекислого газа в Колорадо к нефтяным месторождениям в штате Техас, и трубопровод длиной 350 километров фирмы Amoco Pipeline, перекачивающий углекислый газ из штата Нью-Мексико в штат Техас ("Proposed Rules", Federal Register, v. 54, No. 196, 12 October 1989, p. 41913).

28. Количество дополнительного природного газа, который может быть извлечен таким способом, неопределенно и сильно зависит от месторождения (см. ссылку 22). Однако, увеличение извлекаемого количества газа на один процент в результате инъекции углекислого газа принесет дополнительную энергию в 0,017 гигаджоуля на один гигаджоуль энергии газа, полученного из угля. Если извлеченный природный газ будет сжигаться на размещенных вблизи скважин на электростанциях с комбинированным циклом, то стоимость электричества будет конкурентноспособна со стоимостью электричества с угольных станций, даже если цена природного газа вырастет до 4,5 доллара за гигаджоуль (см. табл. 5 и 6). Таким образом, дополнительное извлечение природного газа принесет 0,07 доллара за гигаджоуль на каждый процент увеличения добычи газа. Для сравнения следует отметить, что стоимость инъекции углекислого газа составляет примерно один доллар за гигаджоуль (см. табл. 7).

В извлекаемом газе можно допустить достаточно высокую степень загрязнения. Если в нем будет содержаться одна треть углекислого газа, то общее количество углекислого газа, попадающего в атмосферу, составит около пяти процентов. Более того, если этот газ будет использоваться на станциях с комбинированным циклом, выбросы углекислого

- газа в расчете на один киловатт-час будут на 37 процентов ниже, чем для современных угольных электростанций с паровыми турбинами (см. табл. 2).
29. "A New Synthesis", *The Economist*, v. 720, No. 7724, 14 September 1991, p. 100.
  30. Из табл. 7 видно, что стоимость захоронения углекислого газа составляет около 1 доллара в расчете на 1 гигаджоуль обогащенного водородом газа, или 0,73 доллара на 1 гигаджоуль угля, из которого газ добывается. Поскольку из 25,5 килограмма углерода в одном гигаджоуле угля в захороняемый углекислый газ преобразуется 88 процентов, стоимость захоронения, исходя из приведенных выше значений, составляет примерно 33 доллара на тонну углерода.
  31. A.S. Manne, R.G. Richels, "Global CO<sub>2</sub> emissions Reduction - the Impacts of Rising Energy Costs", *The Energy Journal*, v. 12, No. 1, 1991, pp. 87 - 107.
  32. W.D. Nordhaus, "The Cost of Slowing Climate Change: a Survey", *The Energy Journal*, v. 12, No. 1, 1991, pp. 37 - 65.
  33. Walter Vergara, Nelson E. Hat, Carl W. Hall, eds., "Natural Gas: Its Role and Potential in Economic Development", Boulder, Colorado, Westview Press, 1990.
  34. Biomass User Network Information and Skills Center, King's College, London.
  35. R.H. Williams, E.D. Larson, "Advanced Gasification-Based Biomass Power Generation and Cogeneration", in "Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity", T.B. Johansson, H. Kelly, A.K.N. Reddy, R.H. Williams, eds., Washington, DC, Island Press, 1992.
  36. R.D. Perlak, J.W. Ranney, M. Russell, "Biomass Energy Development in Yunan Province, China: Preliminary Assessment", ORNL/TM-11791, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, June 1991.
  37. На юге Швеции при участии финской фирмы "Ahlstrom", изготавливающей установки для газификации угля, и шведской электроэнергетической компании "Sydcraft" строится демонстрационная установка с электрической мощностью в 6 мегаватт. Эта установка должна вступить в строй в середине 1993 года. Кроме того, на северо-востоке Бразилии планируется построить демонстрационную установку мощностью в 20 мегаватт. Этот проект готовится несколькими бразильскими и иностранными компаниями при поддержке управления глобальной окружающей среды Мирового банка, программы развития ООН и программы защиты окружающей среды ООН (см. ссылку 35).
  38. Philip Elliot, Roger Booth, "Sustainable Biomass Energy", London, Shell International Petroleum Company, December 1990.
  39. E.D. Larson, R.H. Williams, "Biomass Gasifier Steam-Injected Gas Turbine Cogeneration", *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, v. 112, April 1990, pp. 157 - 163.
  40. D.O. Hall, H. Mynick, R.H. Williams, "Alternative Roles for Biomass in Coping with Greenhouse Warming", *Science and Global Security*, v. 2, 1991, pp. 1 - 39.
  41. M. Russell, S. Zhongmin, D.E. Jantzen, "Electricity from Biomass: Two Potential Chinese Projects", Energy, Environment, and Resources Center, University of Tennessee, Knoxville, Tennessee, 1991.
  42. Food and Agriculture Organization of the United Nations, "Forestry in China", FAO Forestry Paper 35, Rome, 1982.
  43. L.L. Wright, R.L. Graham, A.F. Turhollow, "Short-Rotation Woody Crop Opportunities to Mitigate Carbon Dioxide Buildup", paper presented at the North American Conference on Forestry Responses to the Climate Change, Washington, DC, 15 - 17 May 1990.
  44. John Douglas, "Beyond Steam: Breaking Through Performance Limits", *EPRI Journal*, December 1990, pp. 4 - 11.
  45. T.B. Johansson, H. Kelly, A.K.N. Reddy, R.H. Williams, eds., "Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity", Washington, DC, Island Press, 1992.
  46. "Capital Expenditures for Electric Power in the Developing Countries in the 1990s", World Bank, Energy Series Paper No. 21, February 1990.
  47. Electric Power Research Institute, "Technical Assessment Guide: Electricity Supply-1989", Report No. P-6587-L, September 1989.
  48. The World Bank, "China: the Energy Sector", 1985.
  49. J.M. Ogden, R.H. Williams, "Solar Hydrogen: Moving Beyond Fossil Fuels", World Resources Institute, 1989 (особенно см. ссылки 99 и 100 в разделе Technical Version of Notes and References for Solar Hydrogen").
  50. J.B. Taylor, J.E.A. Alderson, K.M. Kalayanam, A.B. Lyle, L.A. Philips, "Technical and Economic Assessment of Methods for the Storage of Large Quantities of Hydrogen", *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 11, No. 1, 1986, pp. 5 - 22.

51. World Resources Institute, "World Resources 1988-1989", New York, Basic

Books, 1988.