



СОВРЕМЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА

**П. Е. Матковский¹, С. М. Алдошин¹ , В. Н. Троицкий¹, Р. С. Яруллин²,
М. Н. Смирнов³, А. А. Борисов³, В. П. Мешалкин⁴**



Member of International Editorial Board

¹ Институт проблем химической физики РАН
пр. Акад. Н. Н. Семенова, 1, Черноголовка, Московская область, 142432, Россия
E-mail: pem@icp.ac.ru

² ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг»
а/я 113, ул. Н. Ершова, 29, г. Казань, 420045, Россия
E-mail: jarullin@tnhi.mi.ru

³ ЗАО Московская энергетическая компания «АМА»
1-ая ул. Бухвостова, 12/11, корп. 17, ВОЦ НИИ ДАР, офис № 3, Москва, 107258, Россия
E-mail: 9635055@rambler.ru

⁴ Российский государственный химико-технологический университет им. Д. И. Менделеева
Тел.: (495) 978-89-23; e-mail: clogist@muctr.edu.ru

Рассмотрены состояние и перспективы развития основных направлений решения современных энергетических проблем общества.

Масштабы и структура энергопотребления

Энергетика является технической основой современной цивилизации. Поскольку она напрямую определяет уровень и темпы социально-экономического развития стран, темпы развития энергетики должны превышать темпы развития экономики. До последнего времени в случае развитых капиталистических стран так оно и было. Однако сегодня весь мир, и наша страна в том числе, столкнулись с самыми серьезными энергетическими проблемами, обусловленными ускоренным экономическим ростом, истощением и крайне не равномерным распределением энергетических ресурсов, чрезмерной энергетической нагрузкой на природу, глобализацией и др. факторами. Для России эта ситуация усугубляется проблемами переходного периода и тем, что Россия — северная страна, которая вынуждена тратить почти половину своих энергоресурсов на элементарный обогрев.

Тема энергобезопасности заявлена в качестве основной на саммите «Большой восьмерки» в Санкт-Петербурге в 2006 г. На первый взгляд, Россия — одна из тех стран, которые меньше всего должны быть обеспокоены собственной энергобезопасностью. По данным ФСТС РФ, РАО «ЕЭС России», в России сконцентрировано 26,7 % мировых доказанных запасов газа, 17,3 % доказанных мировых запасов угля, 6,2 % нефти и 4,5 % урана. Россия добывает 21,9 % газа и 11,9 % нефти, являясь первым крупнейшим в мире производителем газа и вторым (после Саудовской Аравии — 13,9 %) производителем нефти (табл. 1). Из этого следует, что проблема энергобезопасности как собственного обеспечения энергетическими ресурсами перед Россией не стоит.

Централизованное развитие энергетики в России началось в начале XIX века. Добываемое и получаемое в то время топливо (дрова, уголь, торф, нефть, мазут, керосин) в основном исполь-



Таблица 1
Основные показатели энергетического баланса России в 2004 г.

Показатель	Нефть, млн. т	Газ, млрд. м ³	Электроэнергия, млрд. кВт·ч
Добыча/производство	459,0	633,0	931,9
Внутреннее потребление	205,2	439,9	924,3
Экспорт	258,0	200,0	19,9
Импорт	4,2	6,9	12,2
Доля добычи/производства на экспорт	56,2	31,6	2,1

зовались для получения «паровой силы», то есть для обеспечения функционирования индивидуальных котельных и паровых машин (80 %) в развитом мануфактурном, металлообрабатывающем и продовольственном производствах. Из-за сильно задержавшейся отмены крепостного права (1861 г.) развитие капитализма в России по сравнению с Западной Европой началось на несколько десятков лет позже. Именно это привело Россию к значительному техническому отставанию от Запада. Однако ускоренное развитие капитализма в России в последней четверти XIX века создавало предпосылки для ускоренного развития электро- и теплоэнергетики с разными видами сооружаемых и планируемых электростанций на разных видах топлива.

Эти задачи дооктябрьская Россия успешно решила. Достигнутая суммарная мощность электростанций России в канун Октябрьского переворота достигла 1,4 млн. кВт. Успехи развития электроэнергетики наглядно можно видеть на примере дооктябрьского периода развития гидроэнергетики (табл. 2). Здесь невозможно перечислить огромное количество достижений того времени по электрификации различных объектов в различных уголках России. Все это происходило на фоне многих политических, общественных и военно-государственных потрясений, которые так характерны для России.

Таблица 2
Наиболее крупные гидроэлектростанции дореволюционной России [56]

Наименование ГЭС и ее местонахождение	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, кВт
Алтайский Зырянский рудник, р. Березовка	1892	150
Охтенская, р. Охта, Петербург	1896	270
Тихоно-Задонский прииск, р. Ныгри, Лена	1896	300
Надеждинский прииск, р. Бодайбо, Ленский р-н	1898	290
Боржомская, Грузия	1898	380
Александровский завод, Петрозаводск	1901	470
Афонский (монастырь «Новый Афон»)	1902	130
«Белый уголь» у г. Ессентуки	1903	445
Алапаевский завод, Урал	1904	560
Гагринская (курорт Гагры)	1904	605
Нижний прииск, р. Бодайбо, Ленский р-н	1905	535
Ижорский завод, ст. Колпино	1905	600
Ижевский завод, р. Ижа, Вятская губ.	1905	300
Ереванская ГЭС на р. Раздан (I)	1907	280
Ереванская ГЭС на р. Раздан (II)	1911	220
Алавердинская, Армения	1908	4820
Бесслетка (Сухумская)	1908	450
Сатка (Порожская), Урал	1909	650
Васильевский прииск, р. Бодайбо, Ленский р-н	1910	750
Мургабская (Гиндукушская) в Средней Азии	1910	1000
Чаква (Фефелевская), Грузия	1913	175
Артемовский прииск, р. Бодайбо, Ленский р-н	1914	250
Тургусунская, р. Тургусун, Алтай	1916	1000
Чуйская, Туркестан	1917	445

Начиная разговор об энергетике России, оценивая ее состояние, успехи, проблемы и место в энергетике мира, нельзя не вспомнить о первом плане электрификации России — Плане ГОЭЛРО, 85 лет с момента создания которого ответственность России отметила 7 декабря 2005 г.

В 1920 г. Россия находилась «во мгле» — в глубочайшем политическом и экономическом кризисе. В стране практически не функционировала промышленность, свирепствовал голод, шла гражданская война. И в этот тяжелейший для бывшей империи момент в России нашлись люди (ученые!), которые иницируют принятие и начало осуществления уникального, первого в мире беспрецедентного технического проекта — Плана ГОЭЛРО. Отвергая вбитую идеологами коммунизма в наше сознание концепцию о выдающейся роли в этом деле В. И. Ленина, невозможно не восхищаться успехами реализации Плана ГОЭЛРО, в соответствии с которым уже к 1935 г. вместо запланированных 30 электростанций было построено 40.

Для детальной разработки этого плана в феврале 1920 г. по инициативе советников В. И. Ленина — А. В. Винтера и академика И. Г. Александрова была создана Государственная комиссия по электрофикации России — ГОЭЛРО. В ее работе участвовали около 200 ученых, инженеров и экономистов, представлявших различные отрасли науки и техники. Председателем комиссии был назначен Г. М. Кржижановский. К декабрю 1920 г. разработка проекта была закончена. К 1935 г., как уже отмечалось, намеченные в проекте задачи были выполнены и перевыполнены. Важными объектами выполнения Плана ГОЭЛРО являются Волховская и Днепровская гидроэлектростанции. Успех Плана ГОЭЛРО — это результат титанического труда, точный расчет, качественная организация, интеллект и кропотливая работа ученых, энергетиков, строителей, экономистов. Скептики и сейчас ухмыляются — подумаешь, успех! Ведь мощность одной только Красноярской ГЭС втрое превышает мощность всех электростанций, предусмотренных Планом ГОЭЛРО. Однако сухой остаток, возможно, в том и состоит, что именно пример создания и реализации Плана ГОЭЛРО является полезным уроком для создания и выполнения грандиозных планов развития современной энергетике.

Общие запасы химического топлива на Земле оцениваются в 12800 млрд. т у. т. (условное топливо — это топливо, теплота сгорания которого равна 7000 ккал/кг, или 29260 кДж/кг). Разведанные мировые запасы химического ископаемого топлива составляют: природный газ — $6,3 \cdot 10^{11}$ т у. т., нефть и конденсат — $7,4 \cdot 10^{11}$ т у. т. (мировые запасы нефти в 2005 г. оценивались в 164 млрд. т [118]) и ископаемый уголь — $11,2 \cdot 10^{12}$ т у. т. Сейчас суммарное потребление

энергии в мире превысило 10 млрд. т у. т. в год С 1900 по 2000 гг. потребление энергии в мире увеличилось с 21 до 320 экодж (1 экодж = $27 \cdot 10^6$ м³ нефти). Мировое производство электроэнергии в 2007 г. превысит 13,5 трлн. кВт·ч.

В СССР производство энергоресурсов еще в 1984 г. достигло 2 млрд. т у. т. В 2005 г. в России было добыто 460 млн. т нефти, из них 260 млн. т нефти было вывезено за рубеж (Аргументы и факты. 2006. № 16. С. 8). Коммерческое потребление энергии в России на душу населения в 1999 г. в среднем составляло 6,26 т нефтяного эквивалента.

Доля топливно-энергетического комплекса в экономике России в общем объеме производства промышленной продукции — около 30 %, в доходной части федерального бюджета — 38 %, в структуре общего объема экспорта — 51–56 %. Занято в этом секторе экономики всего 4 % работающих людей. Как уже отмечалось, Россия располагает уникальным потенциалом разведанных энергетических ресурсов: нефти — 13 %, газа — около 36 %, угля — 12 % по отношению к мировым запасам. Кроме того, Россия обладает огромными ресурсами гидравлической, ветровой, геотермальной, солнечной энергии, энергии биомассы. Доля производства электроэнергии в России на ТЭС 79,5 % (нефтепродукты — 34,9 %, природный газ — 21,1 %, уголь — 23,5 %) [33], на ГЭС 13,7 % и 15–16 % на АЭС.

В соответствии с энергетической стратегией страны до 2030 года, органическое топливо еще долго будет основным топливом нашей энергетики, хотя доля газа будет снижаться, а доля угля и, особенно, доля ядерного топлива будет возрастать.

В России всегда было полное понимание определяющей роли энергетики для экономики и безопасности страны. Энергетика всегда была в центре внимания государства, получала от него масштабные инвестиции, благодаря чему развивалась опережающими темпами.

Существенным отличием энергетики России в период существования СССР от энергетики развитых капиталистических стран являлся плановый характер ее развития, не подверженный временным конъюнктурным колебаниям. В соответствии с этим, даже в период относительно дешевой нефти, производство энергии из других, кроме нефти, источников не прекращалось — наращивалась добыча угля, развернулась крупномасштабная индустрия природного газа, была разработана и успешно реализована программа развития ядерной энергетики, с большим размахом велось гидроэнергетическое строительство, велись широкие исследования в области термоядерной энергетики и в других направлениях современной энергетики. В настоящее время Россия активно развивает все упомяну-

тые направления энергетики. В частности, Россия совместно с Евросоюзом, Японией, США, Китаем, Канадой и Южной Кореей участвует в международном проекте по созданию первого термоядерного реактора ИТЕР в городе Караше во Франции. Стоимость проекта — около 12 млрд. долларов в ценах 1989 года [77, <http://www.rambler.ru/db/news/msg.html?s=12&mid=7914537>].

Развитие энергетики — это развитие общества, падение ее — крах и развал государства. Уровень потребления энергии на одного жителя — это уровень его комфортной жизни. На одного жителя Канады приходится 18756 кВт·ч в год, в США — 12200, а в России — всего 6394. Специалисты подсчитали, что в США потребление энергии в 6 раз превосходит среднемировой уровень и в 30 раз — уровень развивающихся стран. Если бы развивающиеся страны сумели добиться роста потребления энергоресурсов до уровня США, то разведанные запасы нефти истощились бы через 7 лет, природного газа — через пять лет, угля — через 18 лет. Предположим, что вся масса нашей планеты будет использована на нужды энергии с энергетическим потенциалом нефти — это «горючее» при нынешних масштабах потребления энергии будет сожжено целиком всего за 342 года. При современных темпах развития техники производство энергии на Земле через 240 лет превысит количество солнечной энергии, падающей на нашу планету; через 800 лет — всю энергию, выделяемую Солнцем, а через 1300 лет — полное излучение всей нашей Галактики. Однако главная проблема современной энергетики — не истощение минеральных ресурсов, а угрожающая экологическая обстановка: еще задолго до того, как будут использованы упомянутые энергетические ресурсы, разразится экологическая катастрофа, которая превратит Землю в планету, совершенно не приспособленную для жизни человека [<http://human-earth.narod.ru/energy.htm>]. При таких огромных темпах наращивания производства и потребления энергии в мире может возникнуть «тепловое загрязнение» планеты. Расчеты экологов показывают, что допустимый верхний предел выработки энергии на Земле может в 100 раз превышать нынешний средний мировой уровень выработки энергии. Превышение указанного предела производства энергии на Земле приведет к нарушению энергобаланса планеты и к необратимым опасным изменениям климата. Это обстоятельство определяет возрастающую роль возобновляемых экологически чистых источников энергии (гидроэнергии, механической и тепловой энергии мирового океана, ветровой и геотермальной энергии). Суммарный потенциал возобновляемых экологически чистых источников энергии позволит увеличить производство и потребление энер-

гии с нынешнего уровня не менее чем на порядок. Однако, это еще не приведет к нарушению теплового и экологического баланса Земли.

Вся экономика России пока строится не на развитии производства, а на вывозе углеводородного сырья. Как уже отмечалось, из добытых в 2005 г. в России 460 млн. т нефти, 260 млн. т нефти было вывезено за рубеж ([104] Аргументы и факты. 2006. № 16. С. 8) (из них 37 млн. т — в ФРГ [115]). Из вырученных при этом денег был образован стабилизационный фонд РФ, размер которого к 01.01.2006 г. достиг 1446 млрд. руб. Отчасти благодаря этому золотовалютные резервы России 8 июня 2007 г. достигли 406,5 млрд. долларов США (для сравнения: золотовалютный резерв Японии составляет 915 млрд. долларов, Китая — 1,2 трлн. долларов США). Однако бесконечно так продолжаться не может. Некоторые страны уже делают первые шаги к тому, чтобы в вопросах энергетики ни от кого не зависеть, в том числе и от нашего сырья [115]. Так, например, стратегической задачей правительство ФРГ считает бесперебойное обеспечение страны энергоресурсами. С этой целью к 2012 г. в ФРГ будет построено более 20 новых электростанций общей мощностью свыше 18000 МВт, расширены энергетические сети, резко увеличено производство возобновляемых энергоресурсов (из биомассы, за счет развития солнечной, ветровой и др. видов собственной энергетики [115]). Но во всех случаях надо иметь в виду, что энергетика консервативна и за короткое время в ней ничего меняться не может.

По оценкам специалистов, рост потребления электроэнергии в России идет в 1,5 раза (а в Москве в 4–5 раз) быстрее, чем было предусмотрено энергостратегией. Обусловлено это тем, что в России в указанных регионах начался мощный экономический подъем и для его поддержки не хватает генерирующих мощностей электричества. Для исключения общего и локальных энергокризисов в России возникла неотложная задача масштабного строительства новых мощностей производства тепла и электричества. Однако в настоящее время в России в области электроэнергетики возник инвестиционный кризис (из-за отсутствия инвестиций заморожено строительство новых энергоблоков АЭС мощностью 38 ГВт, отложено продление срока службы существующих энергоблоков АЭС мощностью 6,7 ГВт, отложена реконструкция 30–35 % (30–35 ГВт) отслуживших срок мощностей ТЭС, отложены мероприятия по снижению перерасхода газа на 35–40 % на действующих ТЭС (доля газа в топливном балансе ТЭС в европейской части России составляет 90 млрд. м³ в год). По мнению специалистов, в настоящее время наметилась тенденция к раскрытию энергетических ножиц, образованных растущими энергетическими потребностями страны и

падающими возможностями ее энергетики. «Падающая» энергетика из двигателя экономики превратится в ее тормоз, приведет к замедлению и даже к остановке экономического роста, заставит общество перейти от стратегии развития к стратегии выживания [77]. Все это требует принятия самых энергичных мер по техническому перевооружению и наращиванию производственной базы отрасли — ускоренному развитию ресурсной базы, совершенствованию транспортных сетей, замены старых и масштабного ввода новых генерирующих мощностей, повышению надежности систем тепло- и электроснабжения, повышению уровня энергосбережения, повышению качества и надежности энергогенерирующего, передающего и распределительного электрооборудования и многого другого. Большие возможности открывают работы по созданию индуктивных накопителей, ограничителей тока, сверхпроводящих кабелей и соленоидов, магнитных систем, электромоторов и трансформаторов, полупроводниковых приборов, солнечных батарей (в том числе, и на карбиде кремния), систем сверхмощной импульсной энергетики, систем защиты объектов энергетики от негативных природных и террористических воздействий.

В настоящее время мировые энергетические потребности на 60–80 % удовлетворяются ископаемыми видами топлив (природный газ, нефть и уголь), остальные 20–40 % покрываются гидроэнергией, ядерной и другими видами энергии. Среднее значение доли нефти в топливно-энергетическом балансе мира в период с 1997 по 2005 гг. изменялось в пределах от 36,4 до 43,1 % [118]. Структура мирового энергобаланса в 2005 г. имела следующий вид (в %) [118]: нефть — 36,4; природный газ — 23,5; уголь — 27,8; ядерная энергия — 6,0; прочие виды энергоносителей — 6,3.

Следует только иметь в виду, что структуры энергопотребления каждой из стран очень сильно различаются. Общим для всех развитых стран является их стремление резко уменьшить (в 2–4 раза к 2030 г.) долю нефти в своем энергопотреблении за счет повышения доли потребляемой энергии, получаемой из угля и возобновляемых источников.

Рост производства энергоресурсов в мире с сохранением нынешней структуры топливного баланса невозможен. Оценки показывают [22], что для того, чтобы все страны могли сохранить к 2030 г. действующую в 2006 г. структуру энергетического баланса, в мире за 25 лет должны быть открыты и введены в эксплуатацию месторождения нефти, равные запасам десяти Саудовских Аравий. Ясно, что это утопия. Динамика изменения экологии и экономика не допускает решения этой задачи и за счет совокупного сжигания нефти, газа и угля. Нужны новые решения в энергетической сфере. В ре-

зультате во всем мире начались работы по совершенствованию существующей и созданию альтернативной энергетики. Большое внимание сейчас уделяется уменьшению потерь электроэнергии в линиях электропередач, в частности, за счет использования сверхпроводимости, а также за счет повышения КПД электрогенераторов на угольных ТЭС (с 40 до 60–70 %) при замене обмоточных машинных электрогенераторов на плазменные магнитогазодинамические генераторы. По нынешним представлениям новая энергетика будет включать развитие некоторых существующих и совокупность новых экологически чистых и экономически приемлемых направлений производства электрической и тепловой энергии. Сейчас сформировались условия для развития так называемых распределенных источников энергии — энергетических объектов небольшой мощности и производительности, высокой заводской готовности и с малыми сроками ввода в эксплуатацию.

Использование децентрализованных систем энергетики позволит существенно снизить возможный ущерб, имеющий место при аварийных отключениях электрической и тепловой энергии, значительно уменьшить время восстановления энергоснабжения и требуемые для восстановления финансово-материальные ресурсы. При децентрализованных системах стоимость установленного 1 кВт мощности примерно на 20–30 % меньше, чем в случае централизованных систем за счет существенного снижения затрат на ЛЭП и трубопроводные системы [108]. Другим важным обстоятельством является возможность использования в качестве первичного топлива местных первичных энергоресурсов. В качестве таких ресурсов могут быть использованы бытовые, сельскохозяйственные, древесные или промышленные отходы; небольшие водные источники; энергия Солнца, ветра, недр, приливов; горючие сланцы; бросовое тепло. На всех таких энергоисточниках могут быть созданы небольшие децентрализованные электростанции, которые могут быть объединены в малые энергосистемы [108]. В децентрализованных системах могут использоваться генераторы и агрегаты малой мощности, к которым относятся генерирующие мощности до 10 МВт по электричеству и до 50–60 МВт (45–50 Гкал/ч) по теплоте. Областью потребления таких мощностей являются отдельные промышленные и с/х предприятия, крупные общественные здания и жилые микрорайоны, небольшие поселки и другие подобные объекты, зачастую удаленные от линий централизованного энергоснабжения [108]. Особенно эффективными являются такие децентрализованные системы энергетики, которые обеспечивают комплексное производство электрической и тепловой энергии. Разработку децентрализованных систем энергетики в России производит

Институт химии силикатов им. И. В. Гребенщикова РАН [108].

Россия с участием Всемирного Банка Развития также приступает к реализации крупного проекта под названием «Российская программа развития возобновляемых источников энергии». Россия обладает значительными ресурсами ветровой, геотермальной, водной и солнечной энергии, энергии биомассы и приливов. Потенциал возобновляемых источников энергии в России оценивается в 4,6 млрд. т у. т. в год, что более чем в два раза превышает объем потребления всех топливно-энергетических ресурсов страной.

Анализ, который проводился энергетиками до последнего времени, постоянно показывал, что альтернативная энергетика, т. е. ветровая, волновая, приливная, геотермальная, солнечная, как будто бы не может дать больше 3–5 % общего объема производства электроэнергии. Сейчас оказалось, что это не так. Альтернативные источники энергии развиваются в настоящее время гораздо более интенсивно, чем предполагалось десятилетия назад. В частности, значительный прогресс достигнут в области солнечной энергии. Благодаря усовершенствованию и удешевлению солнечных батарей возникла реальная возможность обеспечения солнечной энергией всех территорий России южнее Волгограда и Воронежа. В перспективе через 20–30 лет солнечная энергетика в этих районах может давать 10–15 % необходимой энергии. Существует огромный резерв для производства энергии волновыми и приливными электростанциями. Волновые станции — это поплавки на море. Здесь также произошел невероятный прогресс. С 1 м² поверхности моря можно снимать 1 и более кВт энергии в час. Подсчитано, что волновая энергетика способна обеспечить 30 % электричества для Западной Европы.

Показательным является развитие электроэнергетики КНР [109, 110]. Первая электростанция в Китае появилась в 1882 г. К моменту создания КНР в 1949 г. суммарная мощность всех электростанций Китая составляла 1850 МВт; в 1987 г. она достигла 100 ГВт, в 1995 г. — 200 ГВт, в 2000 г. — 300 ГВт, в 2003 г. — 400 ГВт, а в конце 2005 г. составила 508 ГВт. Суммарная выработка электроэнергии в течение всего 2005 г. равнялась 2475 ТВт/ч, что соответствовало второму месту в мире. В настоящее время энергетика Китая базируется на угле, на долю которого приходится 70 % (34 % мирового производства угля). Добыча угля в Китае в 2005 г. достигла 2 млрд. т, а к 2020 г. возрастет до 2,5 млрд. т в год. На долю нефти приходится 25 %. В 2002 г. потребление нефти в Китае впервые превысило уровень потребления нефти в Японии. Благодаря этому КНР стала вторым в мире потребителем нефти после

США. Разведанные запасы нефти в КНР составляют 23,4 млрд т, а добыча — 182 млн. т в год (2005 г.). Кроме того, в 2005 г. в Китае добыто 50 млрд. м³ природного газа из 1600 млрд. м³ подтвержденных запасов. Начиная с 2002 г. КНР испытывала острую нехватку электроэнергии. Спрос на нее в 2002–2005 гг. рос в среднем на 13 % ежегодно из-за быстрого расширения потребностей со стороны энергоемких химической и металлургической отраслей промышленности. Особенно тяжелая ситуация сложилась летом 2004 и в 2005 гг. Власти некоторых провинций вынуждены были пойти на рacionamento поставок электроэнергии как местным, так и иностранным компаниям. В периоды пикового спроса предприятия вынуждены были сокращать либо останавливать производство. Для исключения подобной практики в КНР до 2010 г. будут построены новые электростанции общей мощностью не менее 70 ГВт [110].

Специалисты считают, что на нынешних электростанциях КНР структура сырья нераациональна и требует реформирования [109]. Мощность тепловых агрегатов, работающих на угле, составляет 75 %, мощность гидроэлектрических агрегатов достигла 23 %. В марте 2005 г. КНР разработала энергетическую стратегию страны, в соответствии с которой будет производиться поиск любых источников энергии в стране и за рубежом: будет расширяться развитие гидроэнергетики, улучшаться выработка электрической энергии на угольных электростанциях, ускорится развитие атомной энергетики, возрастет выработка электроэнергии на газовых электростанциях, будут поощряться альтернативные и новые источники энергии. В настоящее время в КНР строится 19 новых мощных гидроэлектростанций. К 2020 г. суммарная мощность электростанций КНР превысит 1000 ГВт, в том числе мощность гидроэлектростанций достигнет 250 ГВт, атомных электростанций — 40 ГВт, газовых электростанций — 50 ГВт, ветряных электростанций — 250 ГВт [109].

Другим интересным и важным примером является энергетика США. Они с энергетической точки зрения являются уникальной страной, будучи одновременно крупнейшим потребителем энергии и нефти и весьма значительным их производителем. По потреблению нефти (940 млн. т — 25 % мирового производства в 2004 г.) США занимают первое место в мире. Для сравнения: на долю ЕС-25 совокупно приходится 18,4 % мирового потребления нефти. США с каждым годом становится все более зависимой от импорта нефти, так как добыча нефти в США составляет лишь 33 % от ее потребления (330 млн. т в 2004 г.). Крупнейший производитель нефти, США в 1991 г. по размеру добычи нефти переместились на второе место

(после Саудовской Аравии), а в 2002 г. — на третье место (уступив второе место России). На фоне роста объемов потребления нефти в США опережающими темпами растет доля ее импорта (40,2 % в 1978 г., 59,9 % в 2004 г. и 68 % в 2025 г.). Доказанных запасов нефти в США при нынешнем ее потреблении по прогнозам специалистов в лучшем случае хватит на 11 лет. Крупнейшими поставщиками нефти в США (в % от всего импорта) являются Венесуэла — 15,7, Канада — 15,3, Мексика — 15,2, Саудовская Аравия — 14, Нигерия — 10,1 и Ирак — 6,2. При выборе поставщика, помимо политических предпочтений, США учитывают стоимость добычи и транспортировки нефти. При сохранении нынешней структуры потребления США понадобятся импортная нефть в объеме 365 млн. т в год. В перспективе возможны поставки нефти и нефтепродуктов из России на Атлантическое и на Тихоокеанское побережье США.

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

Россия обладает мощной энергетической системой, созданной главным образом во времена бывшего СССР. По состоянию на 01.01.1991 г. установленная мощность отечественных электростанций составляла 348 тыс. МВт, а выработка электроэнергии в 1990 г. достигала 1728 млрд. кВт·ч. На территории Российской Федерации работает 74 энергосистемы (АО-энерго), включая 72 АО-энерго, входящие РАО «ЕЭС России», а также ОАО «Иркутскэнерго» и ПОЭЭ «Татэнерго». Все АО-энерго входят в состав семи Объединенных энергосистем России и Объединенной энергосистемы Востока. Атомные электростанции Российской Федерации относятся к ведению Минатома России (за исключением Ленинградской АЭС) и входят в состав концерна «Росэнергоатом». Лидирующее положение в российской энергетике занимает теплоэнергетика (табл. 3). Существующие в России теплоэлектростанции (ТЭС) различаются:

- по источникам энергии, преобразуемым на ТЭС в электроэнергию — ископаемое топливо, геотермальная энергия, солнечная энергия;
- по виду выдаваемой электростанцией энергии — конденсационные, теплофикационные;
- по характеру использования установленной электрической мощности — базовые, маневренные, пиковые;
- по назначению и форме использования — общего пользования, промышленные, коммунальные, транспортные, передвижные, сельские, подземные, экспериментальные и др.

ТЭС, работающие на органическом топливе, различаются по технологическому признаку:

- паротурбинные (с паросиловыми установками, работающими на угле, мазуте, природном или попутном нефтяном газе, торфе, сланцах, дровах, древесных отходах, рисовой шелухе и т. д.);

Таблица 3

Производство электроэнергии на крупнейших теплоэлектростанциях России в 2003 г., млн. кВт·ч

Березовская ГРЭС-1 (Красноярский край)	7558,4
Гусиноозерская ГРЭС (Бурятия)	2944,5
Конаковская ГРЭС (Тверская обл.)	6415,9
Костромская ГРЭС	12438,1
Красноярская ГРЭС-2	3929,2
Невинномысская ГРЭС (Ставропольский край)	5880,5
Новочеркасская ГРЭС (Ростовская обл.)	7361,0
Пермская ГРЭС	13630,8
Печорская ГРЭС (Коми)	3117,0
Приморская ГРЭС (ЗАО «ЛуТЭК»)	5516,4
Псковская ГРЭС	1461,0
Рязанская ГРЭС	6657,6
Ставропольская ГРЭС	8451,0
Троицкая ГРЭС (Челябинская обл.)	5722,0
Харанорская ГРЭС (Читинская обл.)	1763,8
Черепетская ГРЭС (Тульская обл.)	2527,1
Калининградская ТЭЦ-2	строится
Сочинская ТЭС	строится
Комсомольская ТЭС (Ивановская обл.)	строится
Всего ТЭС России	604195,3

- дизельные;
- газотурбинные;
- парогазовые.

Наибольшее развитие и распространение в России получили паротурбинные ТЭС общего пользования, работающие на органическом топливе. Самой крупной ТЭС в мире является Сургутская государственная районная электростанция ГРЭС-2 (4800 МВт), работающая на природном газе. В ряду угольных электростанций наибольшей установленной мощностью обладает Рефтинская ГРЭС (3800 МВт). К крупнейшим российским ТЭС относятся также Сургутская ГРЭС-1 и Костромская ГРЭС, мощностью свыше 3000 МВт каждая. Тринадцать российских ТЭС имеют электрическую мощность ≥ 2000 МВт и 36 ТЭС имеют установленную мощность ≥ 1000 МВт [73].

ТЭС в России производят не только электроэнергию, но и тепловую энергию. Производство тепловой энергии обеспечивается путем использования пара, отработавшего в паровых турбинах тепловых электростанций. Такие комбинированные объекты энергетики России называются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ). Теплофикация включает как производство, так и передачу, а также централизованное распределение тепловой энергии среди ее потребителей. На ТЭЦ обеспечивается полезное использование и той части тепловой энергии, которая теряется при производстве электрической энергии на ТЭС по конденсационному циклу. При этом на ТЭЦ используется уникальное, не имеющее аналогов, теплофикационное оборудование, которое обеспечивает комбинированное производство элект-



ро- и теплоэнергии. В 2000 г. ТЭЦ выработали 53,6 % электроэнергии и 97,4 % тепла от общей выработки энергоресурсов России. В период с 2006 по 2010 гг. генерирующие мощности ТЭС возрастут на 16414 МВт [59]. Предполагается, что это будет достигнуто за счет расширения и технологического перевооружения действующих Конаковской, Щекинской и Заинской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-1, Тюменской ТЭЦ-1 и Губкинской ТЭЦ, а также за счет создания новых крупных ТЭС с использованием парогазовых и газотурбинных установок. В 2004 г. цена производимой электроэнергии составила 822,6 руб. за 1000 кВт·ч, а среднегодовая цена приобретения электроэнергии достигла 868 руб. за 1000 кВт·ч и продолжала возрастать.

Практически все ТЭС, ТЭЦ и АЭС объединены в Единую энергетическую систему России (ЕЭС России) и межсистемные электрические сети. Развитие электроэнергетики России было основано на поэтапном объединении и организации параллельной работы региональных энергетических систем с формированием межрегиональных объединенных энергосистем и их объединением в ЕЭС. Создание ЕЭС страны началось одновременно с осуществлением плана ГОЭЛРО. Решающую роль в создании ЕЭС страны сыграло сооружение межсистемных линий электропередачи сверхвысокого напряжения, объединивших энергосистемы всех регионов в единую энергосистему. Основную системообразующую сеть ЕЭС составляют высоковольтные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше. Их протяженность составляет 153,4 тыс. км. В европейской части ЕЭС России сформировалась развитая сеть с напряжением 500–750 кВ, а в азиатской части одновременно с развитием сети 500 кВ, промышленно осваивается напряжение 1150 кВ. В целом по Российской Федерации протяженность линий электропередачи всех классов напряжений составляет 2647,8 тыс. км. Сейчас ЕЭС России является самым крупным в мире высокоавтоматизированным комплексом, практически полностью оснащенным отечественным оборудованием, использующим собственные топливные ресурсы, обеспечивающим производство, передачу, централизованное распределение и экспорт электроэнергии. На конец 2000 г. суммарная установленная мощность всех электростанций России составляла 213,3 тыс. МВт, в том числе 147,3 тыс. МВт (69 %) тепловых, 44,3 тыс. МВт (20,8 %) гидравлических и 21,7 тыс. МВт (10,2 %) атомных. Техническую основу российской электроэнергетики составляют 432 электростанции общего пользования с установленной мощностью 196,2 тыс. МВт, в том числе 334 ТЭС мощностью 131,0 МВт, 98 ГЭС мощностью 44,0 тыс. МВт и 10 АЭС мощностью 21,2 тыс. МВт. Отпуск тепла потребителям России в 2000 г. составил 1444 млн. Гкал.

В последнее десятилетие из-за падения промышленного производства и соответствующего потребления электроэнергии используется в среднем около 50 % установленной мощности всех типов электростанций России. Создание ЕЭС России, несмотря на сохраняющуюся проблему слабости сетевых связей между Европейской частью России и Сибирью, между Сибирью и Дальним Востоком, является важнейшим достижением Российской энергетики. С другой стороны, управление гигантским, синхронно работающим объединением, достигающим с запада на восток 7 тыс. км и с севера на юг — более 3 тыс. км, представляет собой сложнейшую инженерную задачу, не имеющую аналогов в мире. Однако переход к такой форме организации электроэнергетического хозяйства обеспечил возможность наиболее рационального использования энергетических ресурсов, повышения экономичности и надежности электроснабжения народного хозяйства и населения России.

Как уже отмечалось, российские ТЭС, как правило, рассчитаны на все виды топлива и могут работать на газе, на мазуте и на угле. Однако уже в советскую пору новые мощности стали ориентировать на природный газ — благодаря его большей экологичности и высокой экономической эффективности. Этому способствовало открытие в стране крупнейших в мире запасов природного газа. В России газ и сегодня остается самым дешевым топливом. Поэтому электростанциям его использовать выгоднее по сравнению с мазутом и углем. Благодаря такой политике в России в 2005 г. с использованием угля производилось лишь 17 % электроэнергии, тогда как в США — 52, в Австралии — 75, в КНР — 78, в Индии — 77, в ЮАР — 92 и в Польше — 95 % [113].

Главным объектом любой ТЭС является котельная установка — мощный инженерный комплекс, предназначенный для получения водяного пара необходимых параметров (давление, температура, расход), энергия которого впоследствии в турбогенераторах превращается в электрический ток и используется различными потребителями. Кроме котельной установки ТЭЦ включает систему приготовления топлива (природного газа, мазута или угля), систему приготовления воздуха, печи для сжигания топлива, систему удаления газообразных и твердых (зола) продуктов горения топлив.

Нефть, нефтепродукты, попутный и природный газ как энергоносители

Достоверно известно, что промышленные мировые запасы нефти по состоянию на 1983 г. оценивались в 91,4 млрд. т (из них 50 млрд. т в странах Ближнего Востока), а потребление нефти — в 3,1 млрд. т/год. В 2005 г. эти показатели составили 163,6 и 3,9 млрд. т/год, со-

ответственно [118]. В 2004–2006 гг. мировой рынок нефти был крайне нестабилен. Непредсказуемость политической ситуации в странах Ближнего Востока (Ирак, Иран, Афганистан, Саудовская Аравия и др.) и Венесуэлы, сбой поставок нефти из России из-за конфликта вокруг НК ЮКОС, растущий спрос на нефть со стороны стран азиатского региона, стремительный рост цен на автомобильное топливо — все это привело к тому, что цены на нефть в течение 2004–2006 гг. превысили 75 долларов за баррель (14.07.2006 г. цена нефти в Нью-Йорке превысила 78 долларов за баррель, а 18.09.2007 г. достигла 80,57 долларов за баррель (<http://www.rian.ru>). На фоне благоприятной для России конъюнктуры мирового рынка энергоресурсов в последние годы имел место значительный рост экспортных поставок нефти из России. Как уже отмечалось, в 2005 г. в России было добыто 460 млн. т нефти, из них 260 млн. т нефти было вывезено за рубеж [104] (Аргументы и факты. 2006. № 16. С. 8). В результате в 2004–2005 гг. наблюдался дефицит транспортных мощностей на отдельных направлениях поставок. Частичное решение данной проблемы возможно с помощью осуществления крупных инфраструктурных проектов — строительства нефтепровода от Ангарска до дальневосточного порта Находка и аналогичного магистрального нефтепровода в Китай. Реализация этих проектов обеспечит экспорт нефти с перспективных месторождений Западной и Восточной Сибири на Восток.

Для дальнейшего наращивания объемов добычи нефти в период до 2010 г. в России предусматривается освоение около 100 новых нефтяных и нефтегазовых месторождений в Западной Сибири, Пермской области, Республике Коми, Ненецком автономном округе, в Калининградской области, Поволжье, восточной Сибири, Сахалинской области и на Северном Кавказе. В 2006–2010 гг. должно быть введено в эксплуатацию 20028 скважин, произойдет техническое перевооружение нефтяной отрасли, будет выполнен капитальный ремонт 45 тыс. скважин, сократится простаивающий фонд нефтяных скважин, сократится численность промышленно-производственного персонала, возрастет на 12 % производительность труда и снизится почти на 13 % себестоимость нефти. В это же время будет выполнено строительство ряда новых и модернизация и повышение надежности существующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. В частности, будет построен новый нефтепровод Харьяга—Уса, будет реконструирована и расширена Балтийская нефтепроводная система, реконструированы нефтепроводы Усть-Балык—Нижевартовск, Нижневартовск—Курган—Самара, нефтепровод «Дружба-1» на участке Лопатино—Никольское. В 2006–2010 гг. предусматривает-

ся строительство нефтепродуктопроводов Кстово—Ярославль—Кириши—Приморск протяженностью 1197 км и производительностью около 10 млн. т. в год, Сызрань—Саратов—Волгоград—Новороссийск протяженностью 1600 км и производительностью около 10 млн. т. в год, Пермь—Альметьевск—Запад. В результате модернизации нефтеперерабатывающей промышленности к 2010 г. глубина переработки нефти возрастет до 75 % при объеме первичной переработки 210 млн. т. в год [59].

В 2004 г. средняя цена мирового рынка на мазут составила 140,4 долл./тонну. На внутреннем рынке России спрос на мазут остается на низком уровне, что привело к падению цен на данный вид топлива: средняя цена производителей мазута составила 2269 руб./т, а цена приобретения мазута не превышала 3170 руб./т. Вероятно, из-за этого производство топочного мазута начало уменьшаться. В противоположность этому цены на автомобильный бензин на внутреннем рынке в 2004 г. возросли до 9244–13679 руб./т и продолжают расти. Существенно возросли цены и на дизельное топливо. В декабре 2004 г. экспортная цена дизельного топлива равнялась 400,7 долл./т, а на внутреннем рынке изменялась в пределах 10110–12707 руб./т.

Мировые ресурсы извлекаемого газа оцениваются в 81000 км³. По массе запасы природного газа примерно равны запасам нефти. Сегодняшнее мировое потребление газа составляет 1700 км³. Эксперты «Газпрома» оценивают общие разведанные запасы газа в России в 47,5 трлн. м³ (или 26 % мировых), в том числе свыше 37 трлн. в Западной Сибири, главным образом, в районе Надым—Пуртаза [111]. Специалисты Сибирского научно-аналитического центра («СибНАЦа») Ямало-Ненецкого округа называют близкие, но другие цифры: выявленные залежи — более 43 трлн. м³, перспективные — еще около 41 трлн. м³. Сконцентрированы эти запасы в основном в трех узлах газонакопления. Первый, в центре которого находится уникальный Уренгой, охватывает Медвежье, Ямбургское, Заполярное и другие прилегающие месторождения. Второй находится в северных районах полуострова Ямал и прилегает к Карскому морю, а третий узел расположен непосредственно в его акватории. Упомянутые запасы природного газа не учитывают недавно открытые гигантские запасы природного газа в акватории Баренцева моря, Восточной Сибири, Сахалина. Аналитики «СибНАЦа» указывают на то, что запасы газа первого узла выработаны уже почти наполовину: Медвежье истощено почти на 70, Ямбургское — на 30, а Уренгойское — на 45 % [53]. Последнее месторождение повторяет судьбу другого гиганта — нефтяного Самотлора. В 1991 г. было добыто 643 млрд. м³ природного газа, в 1997 г. — 571 млрд. м³, а в

2005 г. — 641 млрд. м³ (547 млрд. м³ из них добыл «Газпром» на Медвежьем, Ямбургском и Уренгойском месторождениях) [111]. В 2005 г. добыто 100 млрд. м³ природного газа на четвертом крупнейшем Заполярном месторождении (объем запасов его оценивается в 3,3 трлн. м³) [111]. В ближайшие годы завершится период «дешевого» российского газа. Для компенсации сокращения добычи газа на действующих месторождениях и расширения производства «Газпром» столкнется с ростом издержек, осваивая новые месторождения на больших глубинах, в арктических широтах и других труднодоступных регионах. Академик А. Конторович утверждает, что ежегодную добычу газа в Западной Сибири можно поднять до 700 млрд. м³ и удерживать этот уровень, по крайней мере, до 2040 г. Следует при этом иметь в виду, что все разведанные запасы на 90 % залегают на глубине не более 1500 м. На более высоких глубинах разведанность ресурсов газа незначительна, а выработанность ничтожна. Только на самом полуострове Ямал геологические ресурсы газа на глубинах от 1,5 до 7 тыс. м оцениваются в 30–35 трлн. м³. Однако непривычные глубины и специфика этих залежей газа требуют перехода на новую, совершенно не освоенную российскими специалистами, технологию добычи [53]. «Газпром» концентрирует ресурсы на реализации таких мегапроектов, требующих соответствующего инженерного обеспечения и крупных инвестиций. Очевидно, что осваивая более дорогостоящие запасы, «Газпром» уже не сможет поставлять дешевый газ на экспорт [111]. Поскольку газодобыча на основных месторождениях РФ снижается, возможности ОАО «Газпром» по ее увеличению признаются связанными со значительными рисками для международной энергетической безопасности. По мнению Международного энергетического агентства (МЭА), России необходимо принять ответственные решения по укреплению позиций надежного поставщика природного газа на внешний и внутренний рынки, с учетом планов сооружения новых газопроводов и поставок сжиженного природного газа в страны Дальнего Востока и Северной Америки, в их числе: освоение российских месторождений на полуострове Ямал, освоение Штокмановского газоконденсатного месторождения (с ресурсом 3,7 трлн. м³), разработка газовых месторождений Восточной Сибири, решение проблем импорта природного газа из стран Средней Азии, реконструкцию и обновление газотранспортной системы высокого давления (153300 км) и 4000 компрессорных станций, сокращение потерь газа в ходе его транспортировки и распределения, выделение крупных инвестиций на поисково-разведочные работы на газ, сокращения энергоемкости ВВП по сравнению с уровнем 2000 г. не менее чем на

40 %. Энергетическая стратегия России (вариант 2003 г.) определила потребность в газе в 2020 г. в 680–730 млрд. м³ [111].

Россия договорилась о кооперации в освоении нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири с Китаем, который планирует покупать в России 60–80 млрд. м³ газа в год.

Ряд компаний России пытаются увеличить добычу газа, извлекаемого в основном попутно с нефтью. Доля добычи газа компаниями, добывающими газ вне «Газпрома», к 2015 г. может достигнуть 40 % (260–290 млрд. м³ в год [111]). Из-за большой удаленности районов добычи попутных нефтяных газов от потребителей, а также из-за трудностей по закачке газа обратно в пласт, большие объемы ассоциированного газа, добываемого нефтяными компаниями, продолжают сжигаться в факелах. В 2004 г. в мире в факелах было сожжено 150 млрд. м³ попутного нефтяного газа. В 2005 г. в РФ, по сообщениям российских официальных источников, в факелах было сожжено 15 млрд. м³ попутного газа. Эксперты МЭА приводят данные, согласно которым объем сожженного в факелах газа в России был в 4 раза больше (60 млрд. в год) [111]. Около 2/3 попутного нефтяного газа и 60 % нефти в РФ добывается в Ханты-Мансийском автономном округе. Ведущий производитель нефти в РФ — компания «Лукойл» — выступает за полное прекращение сжигания попутного нефтяного газа на новых месторождениях. Ожидается, что по мере роста внутренних и внешних цен на газ (сейчас они равны 40–50 долл./1000 м³ и 260 долл./1000 м³ газа, соответственно) заинтересованность компаний в сборе и утилизации попутных нефтяных газов будет возрастать. Высказываются опасения [113], что по этой причине уже через несколько лет российский газ станет сугубо экспортным товаром.

Практически все новые запасы, как правило, газоконденсатные, а во многих есть еще и нефть. Разрабатывать такие месторождения надо так, чтобы ни один компонент не потерять. А это в «Газпроме» еще не умеют. Отсюда результат: попутно с газом сегодня добывается не более 5 млн. т (из возможных 25 млн. т) конденсата в год. 20 млн. т конденсата (почти готового моторного топлива) навсегда остается в залежах [53].

В феврале 2006 г. в России получен 10-триллионный с самого начала добычи кубометр природного и попутного нефтяного газа. За счет газа в России вырабатывается около 64 % электроэнергии (<http://www.rambler.ru/db/news/msg/html?mid=7914240>). Электростанции европейской части России потребляют газа значительно больше — свыше 80 %. Это значит, что наибольшего прогресса в деле замещения нефти в энергетике удалось добиться за счет газа. Однако все прекрасно понимают, что никакой фундаментальной разницы между нефтью и газом

нет, поэтому единственное, что может сделать газовая энергетика, — это на время снизить напряженность нефтяного рынка. Начиная с 1996 г. добыча природного газа на основных российских месторождениях — Уренгойском (40 %) и Ямбургском (более 30 %) постепенно входит в стадию «ускоряющегося падения». Исходя из этого, «Газпром» настаивает, чтобы энергетики вновь переходили на уголь.

С целью доведения добычи газа в период с 2006 до 2010 гг. до 635 млрд. м³ в год в период с 2002 по 2010 гг. намечается освоение и ввод в разработку Заполярного, Ен-Яхинского, Вынга-Яхинского, Песцового, Восточно-Таркосалинского, Еты-Пуровского и Харампурского, а также Губкинского, Юрхаровского, Берегового и Южно-Русского месторождений в Надым-Пур-Тазовском районе с суммарной добычей газа 300 млрд. м³ в год. Кроме того, в Красноярском крае в это время будет освоено Пеляткинское, в Иркутской области — Ковыктинское и Штокмановское месторождения с общим уровнем добычи газа около 83,5 млрд. м³ в год, в Республике Коми будут введены в разработку Югид-Соплеское, Печорогородское и Западно-Печорогородское месторождения, а в Ненецком автономном округе — газоконденсатные залежи Лаявожского месторождения. Освоение всех этих месторождений потребует бурения около 3000 новых газовых скважин и строительства около 22 тыс. км новых магистральных газопроводов и межсистемных перемычек [59].

При всем при этом будет интенсивно продолжаться газификация России. На программу газификации регионов России Газпром выделил 35 млрд. руб. Около 1,1 млрд. руб. выделено на реконструкцию и техническое перевооружение действующих распределительных газопроводов. В рамках программы за три года, начиная с 2005 г., будут газифицированы 3851 тыс. квартир и домовладений, около 20000 коммунально-бытовых предприятий (больницы, детские сады, школы), более 5 тыс. сельских и поселковых отопительных котельных, построено до 80000 км межпоселковых газопроводов в 53 регионах России.

Разработка новых месторождений в акватории Баренцового моря, на Ямале, в акватории Карского моря, в Восточной Сибири и на Сахалине, а также строительство Северо-Европейского газопровода от России до Германии и Великобритании вдохнут новую жизнь в газосырьевую отрасль России.

Упомянутые и другие энергоносители существенно различаются по теплотворной способности. Теплотворная способность угля — 30,5 ГДж/т, нефти — 46,6 ГДж/т, бензина — 47,0 ГДж/т, природного газа — 38,5 ГДж/1000 м³ (табл. 4).

Таблица 4

**Теплотворная способность
энергоносителей (Q)***

Энергоноситель	Теплотворная способность	Размерность Q
Нефть	10000	Ккал/кг
Продукты нефтеразделения	10000–11000	Ккал/кг
Природный газ	8500	Ккал/м ³
Биогаз	6500	Ккал/м ³
Коксовый газ	4000	Ккал/м ³
Генераторный газ	1600–1700	Ккал/м ³
Антрацит	7300	Ккал/кг
Кокс	6500	Ккал/кг
Сапропелитовые угли	4500	Ккал/кг
Бурый уголь	3000	Ккал/кг
Торф	3000–5000	Ккал/кг
Водород	28830	Ккал/кг

* Теплотворная способность ядерного горючего почти в два млн. раз выше, чем теплотворная способность бензина.

В 2005 г. в России было добыто 547 млрд. м³ природного газа. Электроэнергетика как крупнейший потребитель природного газа в России (142 млрд. м³ в 2005 г.) остро нуждается в дополнительных лимитах на газ для наращивания мощности производства электроэнергии. Однако при возникшем разрыве между внутренними ценами на газ (25–45 долл. за 1000 м³) и европейскими ценами (около 250 долл. за 1000 м³) «Газпром» будет неизбежно ограничивать поставки газа на внутренний рынок, выкраивая дополнительные объемы газа для наращивания экспорта. В 2004 г. природный газ был дороже энергетического угля в 2,5 раза. Это дало мощнейший импульс развитию угольной отрасли в нашей стране.

В 2004–2006 гг. цены приобретения большинства энергоресурсов значительно превышали цены производителей: нефти на 35,8 %, автомобильного бензина на 48,7 %, дизельного топлива на 35,0 %, мазута на 40,4 %, энергетического угля на 75,1 %, угля для коксования в 4,2 раза, природного газа в 3,7 раза. При этом поставки природного газа, нефти и мазута на внешний рынок были намного более рентабельными, чем поставки на внутренний рынок.

**Уголь, торф и древесина
как энергоносители**

Запасы углей на Земле на несколько порядков превышают запасы нефти и природного газа (табл. 5).

Наибольшие запасы всех видов углей размещены на территории стран СНГ (4400 млрд. т), Китая (1570 млрд. т), США (1570 млрд. т) и

Таблица 5
Мировые запасы угля, млрд. т

Тип угля	Доказанные геологические запасы	Доказанные извлекаемые запасы	Современная годовая добыча
Битуминозные угли, включая антрациты	920000	515000	2700
Суббитуминозные угли	260000	166000	300
Лигниты	340000	265000	950

Канады. На долю этих стран приходится более 90 % мировых запасов ископаемых углей.

В Российской Федерации около 30 % запасов приходится на долю газовых углей и 25 % — на долю коксующихся углей. Ископаемые угли по территории России распределены исключительно неравномерно: более 90 % геологических запасов их приходится на восточные районы, в том числе 60 % на Сибирь и 30 % на Дальний Восток. В Сибири запасы каменных углей в четыре раза превосходят запасы бурых. Из каменных углей около 950 млрд. т (более 10 %) приходится на коксующиеся угли, основные запасы которых сосредоточены в Кузнецком, Печерском и Южно-якутском угольных бассейнах. Основная масса ресурсов углей сосредоточена в Ленском (1650 млрд. т), Тунгусском (2300 млрд. т), Канско-Ачинском (638 млрд. т.), Печерском, Подмосковном и в некоторых других менее мощных бассейнах. Основная масса каменных углей в РФ добывается в настоящее время в Новокузнецком (37 %), Канско-Ачинском (16 %) и Восточно-Сибирском (12 %) месторождениях. Благодаря невысокой глубине залегания углей (до 300 м) в России получила широкое распространение (57 %) открытая добыча углей. В 2005 г. в России было добыто почти 500 млн. т углей. В настоящее время около 60 % добываемых ископаемых углей в России используется для выработки тепловой и электрической энергии и до 30 % — для производства металлургического кокса. Остальное количество угля потребляется коммунально-бытовым хозяйством и мелкими потребителями.

Для сравнения следует отметить, что мировое потребление коксующихся углей в 1984 г. достигло 500 млн. т, что составляло 25 % от общего потребления всех марок углей. В 2004 г. потребление коксующихся углей в мире равнялось 730 млн. т.

С целью наращивания мощностей добычи угля в России в 2002–2010 гг. продолжится реконструкция и расширение 14 действующих

шахт, начнется строительство новых 18 шахт, 69 угольных разрезов и двух обогатительных фабрик. Основной объем ввода новых мощностей будет в Кузбассе — 37,3 млн. т, в Канско-Ачинском бассейне — 24,4 млн. т, на месторождениях Дальнего Востока — 18,3 млн. т и на Северном Кавказе — 3,3 млн. т.

По оценкам специалистов [73], потребление угля в ближайшие годы может возрасти на 25–26 млн. т в год. Этому будет способствовать интенсивный рост цен на энергетический уголь. На конец 2004 г. цены производителей и розничного приобретения энергетического угля сложились на уровне 489 и 752 руб. за тонну; цены на уголь для коксования составили 557 (для производителей) и 2382 руб./т (для розничного приобретения), соответственно.

Доступность и относительно низкая стоимость нефти, а затем и природного газа привели к тому, что темп научных исследований в области переработки угля и углехимии в России снизился, приостановились НИОКР по созданию технологий получения химических продуктов, промышленного сырья и синтетических жидких топлив из твердых горючих ископаемых [55].

В США с 1992 г. работает программа обработки перспективных газотурбинных технологий (Advanced Turbine System), обеспечивающих достижение в парогазовых установках КПД до 60 % с минимальными экологическими выбросами. В рамках этой программы только в 2004 г. «General Electric» получила от Департамента энергетики США в качестве безвозвратных инвестиций 98 млн. долларов, а «Westinghouse» — 48 млн. долларов. Кроме того, в США в рамках того же департамента осуществляется программа «Горение-2000», предусматривающая создание пылеугольных энергоблоков с КПД 47 % и низким уровнем загрязняющих веществ.

Страны ЕС с 1997 г. выполняют программу THERMIE, которая предусматривает создание пылеугольного энергоблока на сверхвысокие параметры пара мощностью до 1000 МВт и с КПД более 55 %. Сейчас в Евросоюзе в рамках программы «Termiproject» идет разработка пылеугольного энергоблока с максимальной температурой пара выше 700 °С и с давлением 37,5 МПа. Выйти на эти параметры намечено к 2015 г. КПД энергоблока по плану должен достичь 53–54 % и при этом превысить эффективность имеющихся российских парогазовых установок. Франция совместно с Германией стали лидером и в разработке энергоблока мощностью 1500 МВт. Поддержка всех энергетических программ в этих странах превышает 250 млн. евро в год [58].

Повысить эффективность использования ископаемых энергоносителей позволяет магнитогидродинамический способ получения электроэнергии. Суть метода состоит в том, что мед-

ные токовые обмотки ротора обычного машинного электрогенератора заменяются потоком ионизированного проводящего газа. Наибольший экономический эффект такие генераторы могут давать при сжигании угля. Поскольку в них нет движущихся механических частей, они могут работать при очень высоких температурах, а это обеспечивает высокий КПД. Теоретически КПД таких генераторов может достигать 60 %. МГД-генераторы по сравнению с обычными электрогенераторами обеспечивают меньшие потери теплоты и меньше загрязняют атмосферу выбросами газообразных оксидов азота и серы. Широкие исследования в области МГД — генераторов ведутся в Японии, Германии, России и в США. Так, например, в России была запущена в работу МГД-установка мощностью 70 МВт на природном газе, которая являлась прототипом для создания электростанции на 500 МВт. В США фирмой «Авко Эверетт» был построен и в течение 500 часов непрерывно проработал на угле МГД-генератор мощностью 200 МВт.

Запасы торфа 40 %-ной влажности в России составляют 162,5 млрд. т, добыча топливного торфа приближается к 40 млн. т в год [25].

В России сосредоточена четвертая часть мировых запасов леса (82 млрд. м³, или 41 млрд. т древесины). Благодаря этому Россия может стать крупным экспортером брикетов и древесной щепы для Европы и других стран. Лес в России занимает 2/3 территории — 1,2 млрд. га. Нигде больше в мире таких ресурсов древесины нет. Без нанесения ущерба лесным массивам для энергетики ежегодно можно перерабатывать 0,16 % (130 млн. м³ или 65 млн. т несортной древесины — продукта санитарной рубки). Энергоемкость этого объема древесины равна $1,1 \cdot 10^{18}$ Дж. Стоимость экспорта такого количества древесины может составить 3,9 млрд. евро в год. Для этого требуются очень крупные инвестиции в создание производственных мощностей и инфраструктуры.

В 2005 г. в Европу Россия экспортировала 14,28 млн. м³ хвойных пиломатериалов, 34,31 млн. м³ круглого леса. Суммарная стоимость этой древесины составила 4,0 млрд. долларов. Кроме того, в 2005 г. Россия поставила в Китай 16,3 млн. м³ круглого хвойного леса и 609,7 тыс. м³ древесины дуба. Значительное количество лесных материалов Россия экспортировала в 2005 г. в Японию, Южную Корею, а также в различные страны СНГ [114].

Производство брикетов (пеллет) из отходов деревопереработки (муки, опилок, листьев и хвои) и сельскохозяйственного производства (солома злаковых и крупяных культур, рисовая и просяная шелуха, шелуха из семян подсолнечника и кукурузные кочерыжки) включает в себя 5 основных стадий: складирование и подготовка сырья; его сушка до влажности 18–19 %;

производство брикетов; их охлаждение, упаковка и складирование. Энергосодержание брикетов составляет 17–18 МДж/кг (3 м³ древесных брикетов по энергосодержанию эквивалентны 1 м³ нефти); плотность 650–700 кг/м³, диаметр 6–16 мм, длина 20–30 мм; содержание золы 0,4–1,0 % (в случае рисовой шелухи — 20 масс. % в виде аморфного высокочистого высокореакционно-способного SiO₂ с удельной поверхностью около 300 м²/г), влажность — 7–12 %; стоимость — 60–90 евро/т. Брикеты такого типа применяются для получения синтез-газа, био-водорода и метанола, а также в процессах прямого сжигания, пиролиза, газификации; для выработки тепловой и электрической энергии. В Австрии, например, за период с 1997 по 2003 гг. было продано около 22000 комплектов бытовых бойлеров, работающих на брикетах.

ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

По прогнозам ученых, к 2030 г. доля альтернативных и возобновляемых источников энергии в мировом энергобалансе достигнет 25 %. К альтернативной энергии относится и геотермальная, запасы которой в отдельных регионах земного шара весьма велики. Геотепло как энергоноситель — достаточно новый специфический вид полезного ископаемого. Геотермальная энергетика является разновидностью тепловой энергетики. Ее уже используют во многих странах мира (табл. 6). Суммарные мировые мощности геотермальных установок в электроэнергии, отоплении и в тепличном хозяйстве в 2000 г. превысили 15000 МВт.

Не останавливаясь на рассмотрении очень важных и интересных научных аспектов геотермики различных районов Земли, которую в некотором смысле можно уподобить паровому котлу, отметим, что для выяснения мощной геотермики в некоторых точках земного шара (средний радиус которого 6378 км) наибольший интерес представляет вулканизм таких районов. Он подтверждает наличие высоких температур на относительно небольших глубинах и жидко-плавкое состояние вещества, по крайней мере, в районах вулканической деятельности. В настоящее время насчитывается 486 действующих вулканов, каждый из которых хотя бы один раз извергался после 1500 года. Почти все действующие вулканы расположены в так называемой Альпийской складчатой зоне, образовавшейся в результате интенсивных тектонических движений в течение последнего в геологической истории Земли горообразования. Одна ветвь этой зоны простирается вдоль западного побережья Тихого океана и охватывает Камчатку, Курильские острова, Японию, Филиппины, Индонезию и Новую Зеландию. Другая ветвь проходит через Южную и Северную Америку, пересекает Аляску и соединяется с первой ветвью на Камчатке.



Таблица 6

Мощность геотермальных электростанций по состоянию на конец 1990 г. [67]

Страна	Год пуска	Число ГеоТЭС		Мощность ГеоТЭС, МВт		А, МВт
		работающих	строящихся	работающих	строящихся	
США	1960	126	10	2920	602	140
Филлипины	1977	41	—	2956	—	55
Мексика	1973	17	15	700	325	110
Италия	1913	41	14	456	298	26
Япония	1967	10	4	229	138	55
Исландия	1969	12	1	208	30	35
Новая Зеландия	1958	14	4	260	116	30
Индонезия	1979	6	5	145	223	30
Сальвадор	1975	4	5	108	75	27
Кения	1981	3	—	45	—	15
Никарагуа	1982	2	—	70	—	35
Турция	1974	3	1	24	5	10
Швеция	—	1	—	20	—	20
КНР	1970	19	5	18	14	7
СССР	1967	3	11	11	232	6

П р и м е ч а н и е : А — максимальная единичная мощность агрегатов ГеоТЭС

Другим (повсеместным) источником геотермальной энергии является энергия, запасенная внутренними структурами Земного шара. Земля непрерывно отдает эту энергию в мировое пространство. Количество теряемого при этом тепла оценивается в $2 \cdot 10^{20}$ ккал/год. Однако из-за огромной поверхности Земли (510100935 км^2) плотность теплового потока относительно не велика и в среднем составляет $0,04 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ [68]. Передача тепла из глубин к любой точке поверхности Земли и далее в мировое пространство возможна только при наличии разности (градиента) температур по радиусу Земли. Средняя величина геотермического коэффициента равна $0,03 \text{ град}/\text{м}$. Это означает, что углубление на каждые 33 м приводит к возрастанию температуры в конце скважины на один градус. Схема извлечения подземного тепла сухих горных пород для ГеоТЭС основывается на принудительной циркуляции воды (теплоносителя) через систему, состоящую из двух скважин и нескольких дискообразных трещин, созданных методом гидроразрыва.

Широкие программы НИОКР по разработке систем добычи тепла сухих горных пород осуществляются в США, Великобритании и ФРГ, где уже созданы и прошли испытания опытные циркуляционные системы извлечения тепла.

В зависимости от параметров геотермальная энергия может использоваться для теплоснабжения и для производства электроэнергии. Ее можно уподобить ресурсам газа, нефти и угля — либо они есть в изобилии, либо их мало, либо вовсе нет. В России, к счастью, все это есть. При этом суммарный энергетический потенциал геотермальной энергии превышает аналогичный показатель по углеводородам в 4–6 раз [69]. Из

разведанных в России 66 месторождений природных теплоносителей в эксплуатации находятся 33. Все они находятся на Северном Кавказе, а также на Камчатке и Курилах. Неизвестно, стоит ли этому радоваться или огорчаться, имея в виду вулканическую активность упомянутых регионов, но так есть. В Дагестане 300000 жителей пользуются отоплением, горячая вода для которого поступает из недр Земли. Лидером по использованию геотермальной энергии в теплицах и коммунальных системах теплоснабжения за счет среднетемпературных геотермальных источников в последнее время стала Турция. В 2000 г. суммарная мощность используемого турками подземного тепла была эквивалентна 820 МВт. Кроме этого, в Турции имеется одна (в Кызылтере) ГеоЭС мощностью 20,4 МВт.

Первая ГеоЭС была создана и пущена в эксплуатацию в Италии в 1916 г. Мощность этой ГеоЭС с тремя турбинами фирмы «Франко Този» равнялась 7,5 МВт. Вслед за этим было построено несколько десятков ГеоЭС во многих других странах мира (см. табл. 6) [68]. Прогнозы строительства новых геотермальных электростанций по всему миру в настоящее время выглядят также оптимистично. Предполагается, что общая мировая установленная мощность ГеоЭС достигнет 11400 МВт [69]. Основными производителями и поставщиками всех видов оборудования для ГеоЭС и ГеоТЭС являются японский концерн «Мицубиси», итальянские фирмы «Франко Този» и «Аскальдо», а также Калужский турбинный завод. Лидерами в создании ГеоЭС являются страны Юго-Восточной Азии — Япония, Новая Зеландия, Филлипины, а также США. В целом тепловая энергия вулканических источников используется в 62

странах, суммарная мощность ГеоЭС и ГеоТЭС составляет 19300 МВт. Создавать ГеоЭС намерены Иран и даже Армения (ГеоЭС «Джермакпюр» в Сюникской области Армении мощностью 25 МВт). В настоящее время в Рейкьявике геотермальная отопительная система обслуживает 100 тысяч жителей. Благодаря ряду других аналогичных потребителей геотермальная энергетика в этой стране достигла 17 % от общего объема вырабатываемой энергии. Во Франции 70 геотермальных установок обеспечивают теплом более 800 тыс. человек. Добыча подземного тепла, его подъем на поверхность являются наиболее капиталоемким элементом геотермоэнергетики. Строительство ГеоЭС стоит примерно столько же, сколько и строительство ТЭС, но эксплуатационные расходы в случае ГеоЭС существенно ниже, чем в случае ТЭС. Себестоимость электроэнергии ГеоЭС также существенно ниже, чем в случае угольных ТЭС.

По данным Управления промышленности Камчатской области, 1 кВт·ч электроэнергии, произведенный геотермальной электростанцией, стоит всего 1,5 цента, тогда как 1 кВт·ч электроэнергии, произведенной ТЭЦ, которая топится мазутом, стоит 7 центов [105].

Геотермальная электроэнергетика, базирующаяся на фонтанном способе добычи парогидротерм, достигла уровня промышленного освоения и продолжает развиваться быстрыми темпами. Однако и в вулканических районах Камчатки, Курильских островов, Сахалина возможности строительства ГеоЭС очень ограничены. Необходимо редкое сочетание многих геологических факторов, создающих условия для такого строительства. К ним относятся высокие температуры пород на малых глубинах; глубокие тектонические разломы земной коры; благоприятные гидрогеологические данные, при которых возможна фильтрация поверхностных вод к породам с высокими температурами. В России такие условия имеются только на Камчатке и на Курилах. При этом следует иметь в виду, что геотермальные ресурсы не являются вечными: как любое месторождение газа, нефти или угля, они рано или поздно истощаются. Для повышения геотермальных ресурсов источника большинство геотермальных месторождений необходимо эксплуатировать с обратной закачкой воды в пласт. На Камчатке построены и функционируют Паужетская (10 МВт), Верхне-Мутновская (12 МВт) и Мутновская ГеоЭС (50 МВт). Благодаря этому удалось обеспечить надежное снабжение населения близлежащих центров электроэнергией, не зависящее от закупок и доставки привозного мазута и угля. К настоящему времени уже спроектирована вторая очередь Мутновской ГеоЭС мощностью 100 МВт. Планируется ее двухстадийное строительство (ввод в эксплуатацию мощностей на первые 50 МВт — в 2009 г., а остальных

50 МВт — в 2014 г.). Разрабатывается проект теплоснабжения Петропавловска-Камчатского за счет использования энергии магматического очага Авачинского вулкана. Полностью обеспечить потребности в электричестве за счет геотермальных вод способны и некоторые острова Курильской гряды. В настоящее время там (на Кунашире) действует только одна ГеоЭС мощностью 2,6 МВт. Разведанные запасы геотермальной энергии позволяют иметь на Кунашире несколько ГеоЭС суммарной мощностью 12–17 МВт. Начато строительство ГеоЭС мощностью 6 МВт и на Итуруп на склонах вулкана Баранского, суммарный геотермальный потенциал которого оценивается в 60 МВт.

Значительно более широкие возможности в России имеются для создания и эксплуатации ГеоТЭС. Большими геотермальными ресурсами обладают Камчатка, Чукотка, Курилы, Приморский край, Западная Сибирь, Северный Кавказ, Чечня, Краснодарский и Ставропольский края. К числу действующих относятся Паратунская и Паужетская ГеоТЭС на Камчатке, а также Дагестанская на Северном Кавказе. Есть геотермальные воды и на самом западе России — в Калининградской области. Именно там, в городе Светлый, предполагается построить бинарную ГеоЭС мощностью 4 МВт, соорудить теплицы, аквапарк и бальнеологический центр [69].

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

Человек еще в далекой древности начал использовать реки как доступный источник энергии. Для этого люди строили колеса, которые с помощью воды приводили в работу водоподъемники, мельницы, станки, молоты и другие устройства. До изобретения паровой машины водная энергия была основной двигательной силой на производстве. К концу XVIII века в России было уже около 3000 мануфактур, которые использовали водную энергию рек. Гидросиловые установки были неотъемлемой частью металлургического, лесопильного, бумажного, ткацкого и других видов производства. С появлением паровой машины гидроэнергетика на уровне водяного колеса стала терять свое значение. Однако в первой половине XIX века были изобретены гидротурбина, электрическая машина и обоснована возможность передачи электроэнергии на значительные расстояния. Благодаря этим открытиям гидроэнергетика приобрела новое значение, как одно из направлений электроэнергетики — началось освоение водной энергии путем преобразования ее в электрическую энергию на гидроэлектростанциях (ГЭС).

Гидроэнергетика в техническом отношении является наиболее совершенной и экономически наиболее эффективной. Она использует возобновляемый экологически чистый источник энергии, потребление которого обеспечивает со-



хранение запасов углеводородного и других минеральных видов топлива для будущих поколений. На гидроэлектростанциях (ГЭС) механическая энергия текущей воды преобразуется в электрическую энергию. Основная часть ГЭС — плотина, создающая разницу уровней воды и обеспечивающая ее падение на лопасти турбин, генерирующих электрический ток.

К преимуществам ГЭС следует отнести их высокий КПД — 92–94 % (у АЭС и ТЭС около 33 %), экономичность, простоту управления (на 1 МВт мощности здесь занято 0,25 человек (на ТЭС — 1,26 человек, на АЭС — 1,05)). ГЭС наиболее маневренны по изменению нагрузки, что важно для пиковых режимов их работы. ГЭС имеют большие сроки строительства (15–20 лет) и требуют на этом этапе больших капиталовложений, но эти минусы компенсируются длительными сроками эксплуатации (до 100 лет и больше) при относительной дешевизне поддерживающего обслуживания и низкой себестоимости вырабатываемой электроэнергии. Любая ГЭС — комплексное гидротехническое сооружение: она не только вырабатывает электроэнергию, но и регулирует сток реки, ее плотина используется как мост для транспортных связей между берегами. Гидротехнические сооружения ГЭС обеспечивают промышленное и хозяйственное водоснабжение, орошение и защиту от наводнений. В России при крупных ГЭС часто создавались значительные промышленные центры, использовавшие мощности строительной индустрии, высвободившиеся после сооружения плотины и ориентированные на дешевую электроэнергию гидроустановок: Тольятти при Волжской ГЭС, Набережные Челны при Нижнекамской ГЭС, Братск при Братской ГЭС, Балаково при Саратовской ГЭС, Новочебоксарск при Чебоксарской ГЭС, Чайковский при Воткинской ГЭС, Волжский при Волжской ГЭС, Саяногорск при Саяно-Шушенской ГЭС.

Гидроэнергетическое строительство на реках Европейской части России (Волга, Кама, Дон, Свирь и др.) обусловило превращение их в водные магистрали и позволило создать единую судоходную систему, соединяющую Каспийское, Азовское, Черное, Балтийское и Белое моря. Главным портом этого водного транспортного узла стала Москва.

Многие бесспорные преимущества больших ГЭС несколько приуменьшают требования при их создании: для их размещения необходим выгодный створ в речной долине, относительно большое падение воды, сравнительно равномерный сезонный сток воды, создание водохранилища, затопление прирусловых территорий, использовавшихся до этого в хозяйственной деятельности и для расселения людей. Наиболее полно гидротехнические ресурсы используют се-

рии ГЭС на одной реке — каскады. Наиболее мощные каскады ГЭС в России построены на Енисее, Ангаре, Волге, Кама. По числу ГЭС на одной реке в России выделяются каскады Кольского полуострова: Нивский (6 ГЭС установленной мощностью 578 МВт), Пазский (5 ГЭС, 188 МВт), Серебрянский (4 ГЭС, 512 МВт), Волжско-Камский каскад (9 ГЭС, 8680 МВт).

Россия располагает большим гидроэнергетическим потенциалом (9 % от мировых запасов), что определяет широкие возможности развития гидроэнергетики. По обеспеченности гидроэнергетическими ресурсами Россия занимает четвертое место в мире, ТВт·ч в год: Китай — 5920; США — 4485; Индия — 2638; Россия — 2395. Преобладающая часть гидроэнергетического потенциала России сосредоточена в восточных районах страны, в бассейнах Енисея, Лены, Оби, Амура. Однако наиболее освоен энергетический потенциал рек Европейской части (коэффициент его использования ныне составляет 47 %). Освоенность гидроэнергетического потенциала Сибири существенно ниже — 22 %, на Дальнем Востоке этот показатель не превышает 4 %.

В России имеется 13 ГЭС установленной мощности более 1000 МВт каждая (таблица 7), их суммарная мощность равна 25,6 тыс. МВт, что составляет 57 % от совокупной установленной мощности всех гидравлических генерирующих установок в нашей стране. 9 ГЭС имеют установленную мощность от 500 до 1000 МВт. Среди них можно упомянуть Нижегородскую и Рыбинскую ГЭС. Пять крупнейших гидроэлектростанций России располагаются на Волге, 3 — на Кама, 3 — на Ангаре (еще одна строится), 2 — на Енисее, по одной — на Оби, Зее, Буре, Колыме, Сулаке, Курейке, Хантайке (две последние — притоки Енисея). Крупных ГЭС нет на таких значительных российских реках, как Северная Двина, Печора, Дон, Иртыш, Лена, Амур. Крупнейшая ГЭС России — Саяно-Шушенская с установленной мощностью 6400 МВт — шестая по величине ГЭС мира. Вторая в России — Красноярская ГЭС (6000 МВт) в мире занимает седьмое место. Самой мощной гидроэлектростанцией мира ныне является Итайпу на границе Бразилии и Парагвая (12,6 тыс. МВт). За ней следует Гранд-Кули (США, 10,8 тыс. МВт), Гури (Венесуэла, 10,3 тыс. МВт), Тукуруи (Бразилия, 8 тыс. МВт), Санься (Китай, 7,7 тыс. МВт). На Китайской ГЭС Санься («Три ущелья») на реке Янцзы в начале 2005 г. эксплуатировалось 11 энергоблоков по 700 МВт. Строительство плотины этой ГЭС завершилось 20 мая 2006 г. С вводом в строй к 2009 г. оставшихся 15 энергоблоков установленная мощность этой ГЭС достигнет 18,2 МВт, и тогда Санься станет крупнейшей ГЭС мира [61]. В 2006 г. в Китае одновременно ведется строительство около сотни больших и малых ГЭС.

Таблица 7

Крупнейшие ГЭС России

Название	Размещение	Мощность, МВт	Река	Год пуска	Производство электроэнергии в 2003 г., млн. кВт·ч
Саяно-Шушенская	Черемушки, Хакасия	6400	Енисей	1978	23760,4
Красноярская	Дивногорск, Красноярск	6000	Енисей	1971	16704,4
Братская	Иркутская обл.	4500	Ангара	1967	
Усть-Илимская	Усть-Илимск, Иркутская обл.	3840	Ангара	1980	
Волжская	Волгоград	2541	Волга	1962	12499,0
Волжская	Тольятти	2300	Волга	1957	10535,0
Чебоксарская	Новочебоксарск, Чувашия	1370	Волга	1980	
Чебоксарская	Балаково, Саратовская обл.	1360	Волга	1970	5860,0
Зейская	Зей, Амурская обл.	1330	Зея	1980	4053,0
Нижекамская	Набережные Челны	1205	Кама	1979	1137,7
Загорская	Богородское, Московская обл.	1200	Куныя	1987	
Воткинская	Чайковский, Пермская обл.	1020	Кама	1963	1689,0
Чиркейская	пос. Дубки, Дагестан	1000	Сулак	1976	
Бурейская	пос. Талакан	2000	Бурей	2007	7100,0
Богучанская		3000	Ангара	2009	

В ходе гидроэнергетического строительства в России были построены плотины новых типов — высотные арочные (Ингульская, высота 271 м; Чиркейская, высота 230 м; Асуанская — в Египте); арочно-гравитационные — Саянская (высота 236 м) и Токтогульская (высота 215 м); гравийно-галечниковая Нурекская (высота 310 м); плотины в районах вечной мерзлоты — Мамаканская, Вилюйская, Хантайская и в высокосейсмичных (до 9 баллов) районах — Токтогульская.

При возрастающей неравномерности суточного и сезонного потребления электроэнергии все большую роль начинают играть самые маневренные источники электроэнергии — гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС). Работа ГАЭС основана на циклическом перемещении одного и того же объема воды между двумя бассейнами, расположенными на разных высотных уровнях. При пиковых нагрузках (разгар рабочего дня или вечер) вода проходит из верхнего бассейна в нижний через турбины, при этом генерируется электроэнергия, тут же поступающая в энергосистему. В периоды падения нагрузок (ночь) станция, наоборот, потребляет электроэнергию (вырабатываемую в это время другими типами электростанций) для того, чтобы с помощью насосов переместить объем воды из нижнего бассейна в верхний. Тем самым происходит аккумуляция энергоресурсов для следующего пикового этапа. ГАЭС особенно эффек-

тивны при крупных потребителях электроэнергии. Крупнейшая ГАЭС России — Загорская (1200 МВт) в Сергиево-Посадском районе Московской области. Широкое применение могло бы найти использование невостребованной мощности электростанций для накачки сжатого воздуха в пожземные полости. Турбины, работающие на сжатом воздухе (вместо воды или пара), позволили бы использовать аккумулированные энергоресурсы в периоды повышенной нагрузки.

На равнинах действуют плотинные ГЭС с относительно небольшим напором, но со значительным расходом воды и протяженными водохранилищами. В горных районах строятся высоконапорные русловые и деривационные ГЭС. Турбины деривационных ГЭС устанавливаются не в русле, а в специальных деривационных каналах или трубах, построенных для создания большего уклона реки. К деривационным относится Ирганайская ГЭС в Дагестане. Два ее агрегата мощностью по 200 МВт в 1998–2001 гг. были размещены в тоннелях из монолитного железобетона протяженностью 5,2 км и диаметром 8,5 м каждый. В ближайшем будущем на Ирганайской ГЭС будут введены в строй еще два агрегата по 200 МВт, благодаря чему мощность этой станции увеличится вдвое.

Сегодня российская гидроэнергетика — это порядка 100 крупных и средних действующих ГЭС установленной мощностью около 45 ГВт и 165 млрд. кВт·ч. По состоянию на февраль



2006 г. доля ГЭС в структуре генерирующих мощностей России достигла 22 % [106]. Главная проблема ГЭС – изношенность оборудования, которая местами достигает 70 %.

В 2006–2010 гг. предусматривается повышение генерирующих мощностей гидроэлектростанций на 10681 МВт [59]. Общая мощность ГЭС России к 2030 г. достигнет 80 МВт, а выработка электроэнергии на них приблизится к 300 ТВт·ч [106]. Задачи развития российской электроэнергетики в ближайшее время включают доведение проектной мощности Бурейской ГЭС на Дальнем Востоке до 2000 МВт, достройку Богучанской ГЭС (3000 МВт) на Ангаре, строительство Нижне-Букрейской, Усть-Среднеканской, Аушигерской, Советской, Ирганайской, Зеленчукской в Карачаево-Черкесии, Вилуйской и Замарагских ГЭС в Северной Осетии, а также Сангтугинской ГЭС в Таджикистане, модернизацию Севано-Разданского каскада ГЭС в Армении, актуализацию проекта строительства крупнейшей в мире Туруханской ГЭС мощностью более 13 тыс. МВт, строительство множества региональных мини-ГЭС малой мощности — с незначительной зоной затопления и отказом от гигантских плотин на крупных реках и реконструкцию многих действующих ГЭС. Первоочередными объектами технического перевооружения в 2006–2010 гг. будут Волжская, Волгоградская, Камская, Угличская, Рыбинская, Волховская, Нижне-Свирская, Верхне-Свирская, Нарвская, Братская, Святогорская, Лесогорская, Мамаканская, Ириклинская, Усть-Хантайская, Цимлянская, Нива ГЭС-2 и Нива ГЭС-3, а также ряд других ГЭС [59].

Свой потенциал в гидроэнергетике Россия использует сейчас лишь на 19 %. В связи с этим в период с 2006 по 2010 гг. предусматривается начало строительства ряда новых ГЭС как базы для будущего развития: каскада ГЭС на реке Зее, каскада гидроузлов на реке Учур (Южная Якутия) и на Нижней Ангаре (Красноярский край).

Завершение строительства Бурейской ГЭС и подключение ее линий ЛЭП-500 к энергетической системе Востока снизит зависимость региона от дорогостоящего привозного топлива, будет способствовать предотвращению наводнений, обеспечит электроснабжение Амурской обл., Еврейской АО, Хабаровского и Приморского краев и экспорт электроэнергии в Китай. Завершение строительства Богучанской ГЭС в комплексе со строительством алюминиевого завода мощностью до 600 тысяч тонн алюминия в год, двух целлюлозно-бумажных комбинатов, моста через Ангару, железной дороги и автомагистрали, сооружение Горевского металлургического комбината, освоение Порожнинского месторождения марганца и Юрубчено-Тохомского месторождения нефти приведет к созданию территориально-промышленного комплекса в Нижнем

Приангарье. Строительство Сангтугинской ГЭС в Таджикистане представляет собой первый пример возвращения российских гидроэнергетиков за границу. Предусматривается невиданный после строительства Асуанской ГЭС темп работ — уже в апреле 2009 г. Сангтугинская ГЭС будет введена в строй.

Активное строительство малых ГЭС началось во время Второй мировой войны — на Урале (Широковская, Верхотурская, Алапаевская, Белоярская и др.), в Средней Азии (Аккавакские, Фархадская, Саларская, Нижнебуэусуйские), на Кавказе (Майкопская, Орджоникидзе́вская, Краснополянская, Мингечаурская, Читахевская, Гюмушская ГЭС). К концу 1945 г. мощность всех ГЭС в Советском Союзе достигла 1250 МВт, а годовая выработка электроэнергии — 4,8 млрд. кВт·ч. Вслед за этим в Петроградской области, в Республике Карелия и на Кольском полуострове были восстановлены и построены еще около 20 ГЭС — Волховская, Нарвская, каскады Вуоксинских, Свирских, Выгских, Кемских, Сунских, Нивских, Туломских, Пазских и Серебрянских ГЭС. Освоение энергопотенциала малых рек с помощью недорогих малых и микро-ГЭС помогло решить проблемы улучшения энергоснабжения многочисленных электропотребителей упомянутых регионов. Стандартизованное оборудование для малых ГЭС многочисленные фирмы США, Японии, Швеции, Швейцарии, Франции, Австрии, Великобритании производят в настоящее время в широком диапазоне параметров: мощность от 2 до 15000 кВт; диаметр рабочего колеса турбины — от 190 до 3000 мм; частота вращения — от 50 до 2000 об/мин; напор — от 1 до 1000 м; расход воды от 0,01 до 0,75 м³/с. Еще одной очень перспективной разработкой, не получившей пока широкого применения, является недавно созданная геликоидная турбина Горлова. Ее особенность заключается в том, что она не нуждается в сильном напоре воды и эффективно работает, используя кинетическую энергию любого водного потока — реки, ручья, океанского течения или морского прилива [<http://human-earth.narod.ru/gidro.htm>].

Из приведенной в этом разделе информации видно, что для развития современной гидроэнергетики характерно продолжение строительства и совершенствования высоко-, средне- и низконапорных ГЭС различной мощности на главных реках Европейской части России, Сибири и Дальнего Востока. Все эти ГЭС вместе с АЭС и ТЭС в ближайшей перспективе полностью обеспечат электроэнергией как развивающуюся промышленность, так и коммунальные нужды населения России.

Гидроэнергетика обеспечивает существенную часть выработки электроэнергии не только в Рос-

сии, но и во всем мире. По данным Мирового энергетического совета, в 2003 г. на долю ГЭС в мире приходилось около 20 % произведенной электроэнергии (доля ТЭС составляла 62 %, АЭС — 17 % и прочих производителей электроэнергии — 1 % [106]). Мировую гидроэнергетику отличает воспроизводимость ресурсов, отсутствие токсичных газообразных, жидких и твердых отходов, низкие текущие затраты, возможности использования водохранилищ ГЭС для судоходства, ирригации, организации рыбного хозяйства, для водоснабжения и рекреации.

Приливная энергетика

Приливная энергетика — разновидность гидроэнергетики. Идея использования энергии морских приливов сформулирована тысячу лет назад. Первые приливные мельницы, согласно историческим хроникам, были построены на берегах Бретани в XI веке. В 1687 г. Исаак Ньютон в «Началах» объяснил зависимость силы морских приливов от циклов лунного месяца. Окончательно связь приливов и взаимного положения Земли, Луны и Солнца разработал лорд Кельвин: он предложил методику расчета высоты приливов в различных точках Земли, на побережьях морей и океанов в любое время года, месяца и суток. Расчеты показывают, что самые высокие в мире приливы достигают 17 м в Пенжинской губе на Охотском море.

Один из вариантов приливных электростанций (ПЭС) имеет следующий вид. Часть залива отгораживается плотиной. Во время прилива залив наполняется водой, вращая турбины, а во время отлива происходит вытекание воды из залива, также сопровождающееся выработкой турбинами электричества. Энергия приливных волн огромна, и ученые из многих стран разрабатывают способы ее утилизации для практических нужд. В 2004 г. специалисты из «НИИ энергосооружений» разработали не имеющую аналогов в мире ортогональную турбину, способную вращаться только в одну сторону независимо от направления движения волн. Такие турбины уже давно применяются в ветряной энергетике, но в гидроэнергетике их применили впервые. Именно эта разработка российских ученых позволила реконструировать первую в России Кислогубскую ПЭС в Мурманской области, где высота прилива достигает пяти метров. Эта ПЭС была построена в 1964–1968 годах, а затем передана в опытную эксплуатацию нынешнему ОАО «Колэнерго». После того, как на ней было выработано 8018 тыс. кВт·ч электроэнергии, она в 1994 г. была законсервирована на реконструкцию. Только в декабре 2004 г. была запущена ортогональная турбина, и Кислогубская ПЭС снова вошла в число действующих электростанций. Сегодня мощность этой ПЭС

составляет 579600 кВт. Пока что происходит ее опытно-промышленная эксплуатация. Но, если испытываемое на Кислогубской ПЭС оборудование продемонстрирует предполагаемые параметры, то и в других местах начнут строить аналогичные ПЭС. В частности, планируется строительство Мезенской ПЭС на Белом море, а также Пенжинской и Тугурской ПЭС на Охотском море. Всего в мире работает лишь около десяти ПЭС. Производство энергоблоков для ПЭС освоил «Севмаш».

Недавно общество «Ponte di Archimede» запатентовало турбину «Кобольд», которая способна вырабатывать электричество под воздействием морского течения. Мощность первого агрегата равняется 70 кВт, но уже начата разработка следующего поколения более мощных турбин. Они будут особенно эффективны в узких проливах поблизости от прибрежных городов. Типичным примером таких проливов является Мессинский пролив, соединяющий Тирренское и Ионическое моря. В этом проливе из-за разницы в плотности и температуре воды в упомянутых морях всегда имеются сильные течения и водовороты. В настоящее время прорабатывается фантастический проект создания мощной электростанции с использованием таких турбин в Атлантическом океане на Гольфстриме.

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Создание ядерной энергетики стало возможным благодаря двум открытиям. В 1938 г. два немецких химика, О. Ган и Ф. Штрассман, открыли деление ядер урана под воздействием медленных нейтронов с выделением огромного количества ядерной энергии. Теплотворная способность ядерного горючего почти в два млн. раз выше, чем теплотворная способность бензина. В 1939 г. итальянский физик, лауреат Нобелевской премии Э. Ферми сформулировал идею осуществления управляемой разветвленно-цепной реакции при делении ядер урана: в результате поглощения одного нейтрона любой энергии ядро урана-235 делится с испусканием в среднем 2,5 нейтрона, что позволяет автоматически продолжать процесс деления. Самоподдерживающаяся реакция ядерного распада может нарастать лавинообразно и привести к ядерному взрыву либо протекать стационарно, для чего необходимо, чтобы при делении урана-235 часть нейтронов продолжала реакцию, а часть поглощалась или выводилась из процесса. Эти открытия были использованы, в первую очередь, для обоснования практических работ по созданию ядерного оружия. Быстрее всего в реализации теоретических открытий продвинулись американские физики. 2 декабря 1942 г. под трибуной спортивного стадиона в Чикаго заработал первый в мире атомно-ядерный реактор, построенный под руководством Э. Ферми и Л. Сцил-

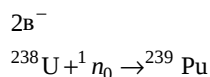


ларда. На этом уран-графитовом реакторе была осуществлена контролируемая самоподдерживающаяся цепная реакция деления ядер урана под действием нейтронов. С этого момента создание атомного оружия стало только делом времени.

В СССР разработкой ядерного оружия занялись со значительным опозданием. В феврале 1943 года было принято решение Государственного Комитета Обороны о создании единого научного центра по атомной тематике во главе с И. Курчатовым. Первый исследовательский уран-графитовый реактор в СССР был запущен 26 декабря 1946 г. Главной задачей того времени было получение и наработка высокообогащенного оружейного изотопа плутония-239. Для этого в США и в СССР была создана гигантская атомно-ядерная промышленность. Исходным сырьем для всех ядерных программ на первом этапе развития атомно-ядерной промышленности являлся уран. В 1995 г. более или менее достоверные мировые запасы урана оценивались в 1,5 млн. т. Дополнительные ресурсы, обнаруженные в последние 10 лет, оцениваются в 0,9 млн. т. Считается, что при использовании реакторов-размножителей, превращающих доступный уран-238 в делящийся плутоний-239, запасов урана хватит не менее чем на 6000 лет.

В США первый ядерный военно-промышленный комплекс с уран-графитовыми реакторами и заводом химического выделения плутония из отработанного уранового топлива был построен в Хэндфордской резервации в штате Вашингтон. В СССР первый аналогичный комплекс был построен в Челябинской области — Челябинск-40. Сейчас он называется Производственное объединение «Маяк» в городе Озерске. Именно там 19 июня 1948 г. был пущен первый из будущих тринадцати военных промышленных реакторов получения оружейного плутония.

Гражданская атомная энергетика — следствие развития военной атомной науки и промышленности. Как уже отмечалось, во время создания и совершенствования ядерного оружия одной из главных задач была быстрая наработка высокообогащенного урана и оружейного плутония-239, дающих цепную реакцию. Радиоактивный плутоний-239 образуется при облучении урана-238 нейтронами:



Плутоний-239 имеет период полураспада $2,4 \cdot 10^4$ лет и в продуктах распада накапливается. Наряду с плутонием-239 при распаде урана образуется несколько десятков других радиоактивных и нерадиоактивных элементов.

В связи с образованием Pu-239, отработавшее в атомных энергетических реакторах ядерное топливо являлось не отходом производства, а тем необходимым сырьем, из которого выде-

лялись высокообогащенный уран и плутоний-239. Для их выделения, очистки и перевода в оксидную форму были построены мощные радиохимические заводы и создана металлургия получения окончательного изделия для создания ядерных зарядов. Сверхзадача создания ядерного оружия была успешно решена. При этом было наработано от 140 до 180 т плутония-239, и в настоящее время производство его в США и в России прекращено. В США в 1988 г. был остановлен последний из 14 военных реакторов после наработки примерно 100 т плутония-239 (включая плутоний в ядерных боеприпасах). В России до 2000 г. оставались переведенные на программу производства электроэнергии и тепла два военно-промышленных реактора на Сибирском химкомбинате, один — на Красноярском горнохимическом комбинате, а также 2 реактора — на ПО «Маяк» (для производства радиоизотопов двойного назначения).

Управляемая ядерная реакция открыла возможность создания ядерных энергетических установок для военно-морского надводного (13 авианосцев в США!) и подводного флота с неограниченным радиусом действия под водой и как энергоисточник для выработки тепла и электроэнергии. 27 июня 1954 г. в городе Обнинске Калужской области была пущена в работу первая в мире (!) атомная электростанция (АЭС) с водо-графитовым реактором мощностью 5 МВт. Опыт работы этой станции показал реальность использования ядерной энергии для промышленного производства электроэнергии. В 1956 г. была пущена первая АЭС в Великобритании, а в 1957 г. — первая АЭС в США. Далее началось триумфальное развитие ядерно-атомной электроэнергетики во всех промышленно развитых странах.

Назначение АЭС состоит в выработке электроэнергии. Основным элементом АЭС является энергоблок, в котором смонтировано сердце АЭС — ядерный реактор («атомный котел»), нагревающий воду. В мире существует несколько принципиально разных типов конструкций ядерных реакторов. Большинство из них составляют реакторы на медленных (тепловых) нейтронах. Главные различия между ними определяются веществами, используемыми в качестве замедлителя и теплоносителя. В России широко используется водо-водяной энергетический реактор ВВЭР-1000, а на Западе — BWR (кипящий водяной реактор) и PWR (реактор с водой под давлением). Распространен также бескорпусной реактор с графитовым замедлителем, теплоноситель — вода, тепловыделяющие элементы расположены в вертикальных каналах графитовой кладки. Реакторы такого типа мощностью 1000 МВт и более называются РБМК (реактор большой мощности канальный), или

ЛWGR. Разновидностью таких реакторов является газографитовый реактор AGR, охлаждаемый гелием или CO_2 . Он применяется в США и в Великобритании. Реактор ВВЭР-1000 принципиально отличается от реактора РБМК-1000. В качестве замедлителя нейтронов в нем используется вода, а не графит, вследствие чего полностью исключается возможность пожара на реакторе. Существуют также реакторы на быстрых нейтронах без замедлителя с натриевым теплоносителем, в которых осуществляется превращение не делящегося урана-238 в делящийся плутоний-239. Как и нефть, уран имеет весьма существенный недостаток: его запасы конечны и не возобновляемы. Реакторы-конверторы на быстрых нейтронах позволяют осуществлять расширенное воспроизводство топлива для «тепловых» реакторов и обеспечить практически неограниченную топливную базу для атомной энергетики. Основное назначение таких реакторов — наработка плутония-239. Они созданы и действуют во Франции (FENIX), России и Казахстане (БН), а также в Японии (MONZU).

Технические характеристики ряда разработанных в России и функционирующих в насто-

ящее время на российских АЭС ядерных реакторов приведены в таблицах 8 и 9.

В ядерном реакторе осуществляется управляемая ядерная разветвленно-цепная реакция деления атомов урана 235, автоиницируемая замедленными нейтронами, выделяемыми (до 2,5 штук на каждый акт деления) распадающимся ураном 235. Этот процесс сопровождается выделением энергии. В результате распада из распадающегося урана и из других материалов, находящихся в активной зоне реактора (наведенная радиоактивность), под действием нейтронов образуются более легкие и более тяжелые элементы (в том числе радиоактивный плутоний-239).

Состояние ядерной энергетики в различных странах мира характеризуют следующие цифры: в США — построено 110 энергоблоков, во Франции — 58, в Японии — 51, в Великобритании — 35, в России — 29, в Канаде — 21, в Германии — 20, в Китае — 3 действующих и 4 строящихся. В России в настоящее время работает 9 АЭС с 29 энергоблоками и реакторами трех типов (таблицы 8, 9). В 1997 году на долю АЭС пришлось около 13 % (по другим данным —

Таблица 8

Технические характеристики ядерных реакторов

Характеристики реактора	Тип реактора				
	ВВЭР-440	ВВЭР-1000	РБМК-1000	БН-600	ЭГП-6
Тепловая мощность, МВт	1375	3000	3200	1470	62
Электрическая мощность, МВт	440	1000	1000	600	12
Давление теплоносителя, МПа	12,3	15,7	6,9	—	—
Расход теплоносителя, т/ч	40800	84800	48000	25000	600
Температура теплоносителя, °С	268	289	284	550	265
Паропроизводительность, т/ч	2700	5880	5600	660	96
Давление пара перед турбиной, МПа	4,3	5,9	6,6	13,0	6,0
Среднее обогащение топлива, масс. %	3,6	4,3	2,0–2,4	17–33	3,0–3,6
Количество ТВС в активной зоне	349	163	1550–1580	369	273

Таблица 9

Атомные электростанции России

Название АЭС	Номер блока	Тип реактора	Мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию	Производство электроэнергии в 2003 г., млн. кВт·ч
Белоярская	3	БН-600	600	1980	3980,9
Билибинская	1–4	ЭГП-6	48	1974–1976	157,9
Балаковская	1–4	ВВЭР-1000	4000	1985–1993	28768,0
Калининская	1–2	ВВЭР-1000	2000	1984–1986	15171,8
Кольская	1–4	ВВЭР-440	1760	1973–1984	9918,1
Курская	1–4	РБМК-1000	4000	1976–1985	23289,0
Ленинградская	1–4	РБМК-1000	4000	1973–1981	25428,0
Нововоронежская	3–4	ВВЭР-440	880	1971–1972	12713,0
	1–2	ВВЭР-1000	2000	1980	
Смоленская	1–3	РБМК-1000	3000	1982–1990	21935,1
Волгодонская					7298,8
Всего					150385,1



16 %) от общего производства электроэнергии в России — 108,2 млрд кВт·ч (доля производства электроэнергии на ТЭС — 68,1 %, на ГЭС — 18,9 %). В Центральной России, включая Москву, этот показатель составил 25 %, на Северо-Западе — 50 %, на Северо-Западе Чукотского автономного округа — 60 %, на Кольском полуострове — до 70 %, в Центрально-Черноземном районе — до 80 %. АЭС России являются основой единой энергетической системы в нескольких крупных регионах страны, особенно в энергозонах Северо-Запада и Центра. АЭС определяют структуру высоковольтных линий электропередачи. По надежности и стабильности работы АЭС в 1996–1997 гг. атомная энергетика России занимала третье место в мире, уступая лишь Японии и Германии [11, 12, 17, 18].

Атомная энергетика до катастрофы на Чернобыльской АЭС считалась надежным и перспективным направлением развития энергетики. С 1970 г. она развивалась все более интенсивными темпами и достигла наивысшего расцвета в период 1980–1985 гг. Суммарная мощность действовавших тогда АЭС в мире достигла 117 МВт. В последующие годы можно было ожидать сохранения того же темпа развития. Однако Чернобыльская катастрофа перечеркнула многие планы, и после 1986 г. начинается явный спад в атомной энергетике. На рубеже 1990-х гг. количество закрываемых реакторов превысило количество вводимых в эксплуатацию. Во многих странах развернулись серьезные дискуссии об экономических и экологических проблемах атомной энергетики. В связи с этим все настойчивее стали обсуждаться проблемы обращения с радиоактивными отходами (РАО) и отработавшим ядерным топливом (ОЯТ). Швеция, Италия, Австрия полностью пересмотрели свою политику по отношению к атомной энергетике. Германия стала снимать с эксплуатации энергоблоки, построенные в восточных землях по советским проектам. В настоящее время ни в одной стране Западной Европы, кроме Франции, не ведется строительство новых реакторов.

Не стоит забывать, что атомное горючее может быть с одинаковой эффективностью использовано и в АЭС, и в атомной бомбе. Совет безопасности ООН не зря пресекает попытки развивающихся тоталитарных государств ввозить атомное горючее якобы для развития атомной энергетики. Одно это закрывает атомной энергетике дорогу в будущее в качестве доминирующей части мировой энергетики. Человечество осознало, что каждая атомная электростанция, независимо от степени надежности, является по сути стационарной атомной бомбой, которая может быть в любой момент взорвана путем диверсии, бомбардировки с воздуха, обстрелом ракетами или обычными артиллерийскими сна-

рядами. На примере Чернобыля мы на собственном опыте убедились, что крупная авария на АЭС может произойти и просто по человеческой небрежности. Реальную опасность представляют также радиоактивные отходы АЭС, которых за прошедшие десятилетия накопилось огромное количество [<http://human-earth.narod.ru/atom.htm>].

Однако потенциал действующих в мире АЭС велик. К началу 1997 г. в 31 стране мира находились в эксплуатации 432 атомных энергоблока общей мощностью 367,4 ГВт. Еще 53 блока находятся в стадии строительства. На долю атомной энергетики приходится 17 % вырабатываемой электроэнергии в мире. Как уже отмечалось, лидируют в области использования атомной энергетики США, где в эксплуатации находится 109 энергоблоков общей электрической мощностью 105,4 ГВт. Во Франции работает 56 энергоблоков мощностью 61 ГВт, в Японии — 52 энергоблока общей мощностью 44 ГВт (30 % вырабатываемой электроэнергии), в Германии — 20 энергоблоков общей мощностью 23,5 ГВт, в России в эксплуатации находятся 29 энергоблоков общей электрической мощностью 21,2 ГВт. В число стран, имеющих развитую атомную энергетику, входят также Канада, Украина, Великобритания, Швеция, Республика Корея. Практически во всех этих странах в ближайшее десятилетие не намечается ввод значительных новых мощностей атомной энергетики. Только ограниченные в запасах топлива и гидроресурсов Япония и Китай планируют строить новые АЭС (Япония — 20 АЭС; Китай намеревается довести суммарную мощность АЭС до 50 ГВт, что означает строительство десятков новых энергоблоков).

В конце 1997 г. Правительством Российской Федерации был одобрен проект программы развития атомной энергетики Российской Федерации, разработанный Минатомом России. Были рассмотрены три варианта развития АЭС в России — минимальный, средний и реальный (оптимистический). Минимальный вариант предполагает вывод из эксплуатации действующих АЭС с реакторами первого поколения, завершение строительства запланированных блоков Балаковской, Калининской и Курской АЭС, учитывает неконкурентоспособность новых АЭС и отказ от их сооружения. Если идти по этому пути, к 2030 г. в России атомной энергетики не будет. Это означает, что в России при таком сценарии развития событий не будет атомной инфраструктуры, науки и среды для развития оборонного комплекса и ядерного щита. Ясно, что это не допустимо. Средний вариант предусматривает сохранение установленной мощности примерно на современном уровне при работе всех действующих станций до конца их проектного срока службы и вводе новых мощностей лишь

для компенсации выбывшей. Атомная энергетика завоевала место под солнцем, имеет много достоинств, которые невозможно игнорировать. Со многими оговорками оптимистический вариант программы безопасного развития атомной энергетики РФ предусматривает реконструкцию существующих АЭС с продлением срока службы энергоблоков первого поколения до 40 лет и энергоблоков второго поколения до 50 лет, повышение коэффициента установленной мощности (КИУМ) АЭС с 64,5 до 80–85 %, ввод в действие новых генерирующих мощностей с энергоблоками нового поколения, безопасное и эксплуатационно надежное топливообеспечение, плановый вывод из эксплуатации отработавших свой ресурс АЭС с рекультивацией их промплощадок до уровня зеленой лужайки или созданием на их месте новых блоков АЭС. Разработку новых водо-водяных реакторов третьего поколения повышенной безопасности (модель В-392 электрической мощностью 1 МВт) Минатом России завершил в 2000 году, начались работы по созданию реактора 4-ого поколения (проект «Генерация-4») на быстрых нейтронах. После 2010 г. намечается начало крупномасштабного развития атомной энергетики на базе энергоблоков нового поколения. Поставлена задача в более далекой перспективе долю ядерной энергетики в масштабах всей России довести до 50 % [http://www.laes.ru/cjntent/prensa/obzor/2006/17_01_01.htm].

Программа предусматривает продолжение строительства Южно-Уральской АЭС рядом с промплощадкой ПО «Маяк» (г. Озерск Челябинской области) с реактором БН-800 на быстрых нейтронах, строительство новых энергоблоков на Балаковской, Белоярской, Билибинской, Кольской АЭС. Получено разрешение Госатомнадзора и ведется строительство головного энергоблока с реактором ВВЭР-640 в городе Сосновый Бор Петроградской области. В городе Северодвинске Архангельской области на ФГУП ПО «Севмаш» начато строительство плавучей АЭС с двумя реакторами КЛТ-40С с общей электрической мощностью 70 МВт или по отпуску 50 Гкал тепла в час [<http://www.rambler.ru/db/news/msg.html?mid=8036481>]. Такие реакторы более 30 лет эксплуатируются на атомных ледоколах России. Совместно с Канадой рассматривается возможность строительства АЭС на Дальнем Востоке. Производство электроэнергии на АЭС к 2010 г. планируется довести до 224, а в 2020 г. — до 372 млрд. кВт·ч. Вклад АЭС в электроэнергетику России предполагается поддерживать на уровне 16 % [Россия с атомной энергетикой или без нее — http://www.mnepu.ru/library/rvm1998/1998_7.pdf от 15.03.2004; <http://www.rambler.ru/srch?oe=1251&words>].

В проекте плана не раскрыты главные проблемы атомной энергетики России: ее общая

конкурентоспособность, обеспечение с приемлемыми затратами предельной безопасности самих реакторов, безопасное обращение с РАО и ОЯТ, проблемы их хранения и захоронения, обеспечение АЭС топливом, а также снятие АЭС с эксплуатации. Последние зарубежные данные о стоимости АЭС с энергоблоком в 1000 МВт, на строительство которой требуется 8–10 лет, свидетельствуют об увеличении ее стоимости до 2 млрд. долларов. Газовая электростанция такой же мощности сегодня стоит 400 млн. фунтов стерлингов и может быть построена за два года. Уже только по этой причине атомная индустрия в странах, располагающих газовым сырьем (кроме Франции), не прогрессирует. В России стоимость электроэнергии (включающая стоимость строительства и эксплуатации) для новых АЭС = 5,1 цента/кВт·ч. Этот же показатель для новых газовых ТЭС изменяется в пределах от 3,9 до 4,5 цента/кВт·ч, а для реконструируемых угольных или газовых ТЭС = 3,2–3,8 цента/кВт·ч. Расчеты показывают, что в случае, например, Балаковской АЭС суммарные затраты на создание АЭС (25 %), до реакторную подготовку ядерного топлива (13 %), производственные издержки (25 %) и утилизацию (захоронение) ОЯТ (около 30 %) в 3,8 раза превышают стоимость выработанной электроэнергии. Другими словами, производство электроэнергии на АЭС не будет убыточным лишь тогда, когда отпускной тариф на электроэнергию АЭС будет увеличен в 3,8–4,0 раза. Именно по этим причинам программа развития атомной энергетики России подвергается резкой критике (см., например, [А. Егоров. Атомные обманщики, 16.10.2003 // <http://nuclearno.ru/text.asp?6991>], [И. Мандрик. АЭС поплывут по России, 02.06.2005 // <http://www.eprussia.ru/prensa/articles/1161.htm>]. (За Ваши дрова платите сами; атомная энергетика — тупиковая ветвь индустриального развития, наглядный пример неэффективного использования капитала и нерационального использования квалифицированной рабочей силы).

В целом, картина развития атомной энергетики на ближайшие 30 лет выглядит не очень динамичной. У разных государств, уже имеющих АЭС, есть свои специфические причины, тормозящие интенсивное развитие этой индустрии. Есть и общие очевидные экономические и экологические причины: 1. Атомная энергетика требует огромного капитала. Стоимость АЭС с энергоблоком в 1000 МВт оценивается в 2 млрд. долларов; 2. Наличие огромного числа нерешенных проблем обеспечения требуемой ядерной, радиационной и экологической безопасности.

Однако все эти проблемы не являются непреодолимыми. Цены на нефть, газ и уголь все время возрастают, а ресурсы их катастрофически быстро уменьшаются. Очевидно, что по этой причине атомная энергетика в недалеком буду-

щем экономически станет вполне приемлемой. Что касается технических проблем, то во время, когда подготавливаются экспедиции посещения различных планет Солнечной системы, в условиях глобализации мировой экономики, нет сомнений, что все они будут успешно решены. Осознание этих аксиом привело к тому, что почти везде в мире сегодня появились программы возврата к развитию атомной энергетики. Китай заявил о строительстве ста атомных энергоблоков, Индия объявила о строительстве сорока энергоблоков, Россия также намерена строить 40 новых энергоблоков установленной мощностью 40 ГВт (не менее двух энергоблоков в год с целью подъема доли производимой в стране электроэнергии на атомных электростанциях с 16 до 25 %). США пересмотрели свою программу развития атомной энергетики и объявили о программе строительства в США новых объектов, обеспечивающих увеличение доли производимой в этой стране электроэнергии на атомных электростанциях с 20 до 25 %. Франция, обладающая наиболее развитой атомной энергетикой, планирует увеличить долю производимой электроэнергии на атомных электростанциях с 75 до 85 %. Даже в Германии, стране, которая приняла решение полностью ликвидировать свою атомную энергетику, появились публикации о том, что они рано от нее отказались.

По данным Министерства энергетики США, до 2030 г. в мире будут введены в эксплуатацию атомные электростанции общей установленной мощностью около 600 ГВт. Россия, при условии восстановления Средмаша, повышении добычи урана, создания проекта типовой усовершенствованной безопасной АЭС, имеет возможность создать 40 энергоблоков для себя и от 40 до 60 энергоблоков для развивающихся стран мира. Развитие атомной энергетики в России в первой половине XXI века должно быть основано на воспроизводстве ядерного топлива, естественной безопасности и конкурентоспособности.

Долгосрочная перспектива развития атомной энергетики России предусматривает создание новой АЭС БРЕСТ-300 с естественной безопасностью, создание новой технологической базы для перспективной атомной энергетики, участие России в международном проекте термоядерного энергетического реактора ИТЭР и в других международных энергетических проектах. Предполагается, что строительство первой термоядерной электростанции мощностью 500 МВт будет завершено в конце 20-х годов нынешнего столетия [<http://www.rambler.ru/db/news/msg.html?mid=8036481>].

Важно, что уже сейчас атомная энергетика обеспечила успешное решение многих насущных проблем. В частности, подсчитано, что в целом за период после 1973 г., когда арабские страны

объявили эмбарго на поставку нефти, атомная энергетика позволила отказаться от закупки нефти на сумму 420 млрд. долларов. При этом потребление нефти для целей энергетики в Западной Европе упало с 24 до 9 %. Франция теперь практически не использует нефть для производства электроэнергии. В 1999 г. АЭС России выработали 120 млрд. кВт·ч электроэнергии. Для производства этого количества электроэнергии на ТЭС потребовалось бы 36 млрд. м³ газа (стоимостью 2,5 млрд. долл. в экспортных ценах).

Имеется целый ряд дополнительных аргументов в пользу интенсивного развития атомной энергетики в России:

- в европейской части России ТЭС на угле менее экономичны, чем АЭС;

- в европейской части России при удельных капиталовложениях менее 950 долл./кВт строительство АЭС выгоднее, чем строительство газовых ТЭС (с учетом дополнительных инвестиций в добычу, транспорт и создание подземных хранилищ газа);

- в тепловой энергетике России отсутствуют современные проекты экологически чистых парогазовых и угольных энергоблоков с КПД 60–70 %. Для их разработки и развертывания промышленности их производства потребуется 5–7, а может быть и более, лет;

- в противоположность этому в атомной энергетике создана промышленность атомного машиностроения для изготовления оборудования серийных энергоблоков АЭС (АТОММАШ, Ижорский машиностроительный завод, Ленинградский металлический завод, Подольский ЗИО, «Электросила», Новгородский завод «Сплав» и др.);

- в строительном комплексе атомной энергетики России имеется резерв квалифицированной рабочей силы, имеющей опыт поточного строительства энергоблоков АЭС;

- доведение к 2020 г. мощности АЭС до 50 ГВт позволит экономить 112 млрд. м³ в год природного газа, стоимостью не менее 7,8 млрд. долларов в год (для этого потребуется 20 млрд. долларов инвестиций).

ТЕРМОЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Термоядерную энергию можно получать за счет ядерного синтеза, т. е. путем соединения ядер более легких элементов в ядра более тяжелых элементов. Как и при делении ядер, небольшая доля массы материи преобразуется в большое количество энергии. Энергия, излучаемая Солнцем, возникает в результате образования ядер гелия из сливающихся ядер водорода. На Земле ученые ищут способ осуществления управляемого ядерного синтеза с использованием небольших масс термоядерного горючего — дейтерия и трития (тяжелые изотопы водорода ²H и ³H). Атомы дейтерия и трития необходимо нагреть до температуры, при которой они

полностью диссоциировали бы на электроны и «голые» ядра. Такая смесь несвязанных электронов и ядер называется плазмой. Для того, чтобы создать реактор термоядерного синтеза, необходимо выполнить три условия. Во-первых, плазму необходимо получить и достаточно сильно нагреть, чтобы ядра могли сблизиться на расстояние, необходимое для их взаимодействия. Для дейтерий-тритиевого синтеза необходимы очень высокие температуры. Во-вторых, необходимо создать условия, чтобы плазма была достаточно плотной для того, чтобы в секунду происходило много актов ядерного синтеза. И, в-третьих, плазма должна достаточно долго удерживаться от разлетания, чтобы могло выделить значительное количество энергии.

Исследования в области управляемого термоядерного синтеза ведутся в двух основных направлениях. Одно из них — удержание плазмы магнитным полем, как бы в магнитной бутылке (токамаке). Второе (метод инерционного удержания плазмы) — очень быстрое нагревание дейтерий-тритиевой крупинки (таблетки) лучом мощного лазера, вызывающее реакцию термоядерного синтеза в форме управляемого взрыва. В настоящее время ни методом магнитного, ни методом инерционного удержания плазмы еще не удалось создать условия, необходимые для термоядерного синтеза.

Поэтому пока нет оснований полагать, что термоядерный синтез начнет давать реальный вклад в энергетику ранее 2030 г.

Реализация второго направления термояда в опытном масштабе произойдет в 2010–2012 гг., когда в США, Франции, Японии и в России будет завершено строительство соответствующих установок. На этих установках 2-мм дейтерий-водородные микробомбочки, содержащие по 150 мкг термоядерного топлива, будут взрываться одна за другой с энергией не менее 10 МДж. Взрывы в имплозионном режиме (направлены внутрь микрореактора) будут происходить под воздействием лазерного излучения, сфокусированного до 1015 Вт/см². Энергия самого лазерного луча при этом составит 1 МДж. Следующий этап — оптимизация и масштабирование этого достижения, которое приведет этот вид термояда в промышленную энергетику в период 2030–2035 гг.

Исследования и разработки в этой области энергетики продолжаются. В частности, прорабатывается возможность создания реактора термоядерного синтеза с гелием-3 в качестве топлива. Гелий-3 накапливается в ильмените (FeTiO₃) — реголите в небольших количествах (около 10 мг в одной тонне ильменита) только на Луне. В реголите гелий адсорбируется физическими связями (0,3–0,8 кДж/моль). Запасы гелия-3 на Луне составляют около 1 млн. т. Из реголита он выделяется вместе с гелием-4 (в соотношении 1 : 3000) при температурах 600–800 °С. Ге-

лий-3 из получающейся смеси в чистом виде выделяется методами изотопного фракционирования. При транспортировке от Луны на Землю его придется оживать.

К идее такого типа «термояда» специалисты пока относятся пессимистически, хотя намерение США вернуться на Луну с долговременной экспедицией чем-то обусловлено. По мнению тех же специалистов, термоядерная реакция синтеза с гелием-3 получается экологически чистой, но для нее температура зажигания в десять раз превышает зажигание более простой смеси — дейтерия и трития. На Земле сейчас проводятся эксперименты по достижению реакторами температуры 100 млн. градусов. На порядок более высокие температуры могут стать доступными не менее чем через 50 лет. В это время появление технологии сжигания гелия-3 в ходе термоядерной реакции, так же как и термоядерных реакций синтеза с бором и другими более тяжелыми элементами не предвидится. Для зажигания таких реакций нужны космические температуры, достигающие многих млрд. градусов. Человек, конечно, не Бог. Однако свершения цивилизации за последние 300 лет вдохновляют и позволяют оптимистически смотреть и на успешное решение и таких энергетических проблем.

Как уже отмечалось, Россия совместно с Евросоюзом, Японией, США, Китаем, Канадой и Южной Кореей участвует в международном проекте по созданию первого экспериментального термоядерного реактора ИТЕР с магнитным удерживанием плазмы в городе Карадаше во Франции. Стоимость проекта — около 12 млрд. долларов (в ценах 1989 г.) [<http://www Rambler.ru/db/news/msg.html?s=12&mid=7914537>]. Работы по управляемому термоядерному синтезу получили новый импульс благодаря активным усилиям академика Е. П. Велихова. Основой работ по международному реактору ИТЕР является идея магнитного термояда, высказанная и теоретически обоснованная академиками А. Д. Сахаровым и Е. И. Таммом. Среди различных схем магнитных термоядерных машин сейчас лидирует тороидальная схема ТОКОМАК, предложенная академиком Л. А. Арцимовичем [77]. Теория токамаков гласит: время удерживания плазмы прямо пропорционально напряженности магнитного поля и квадрату размера установки. Поскольку предел напряженности магнитного поля практически достигнут, остается доступным только путь увеличения размеров установки. За время существования токамаков их диаметр вырос с 2 до 20 м. На строительство токамака по проекту ИТЕР потребуется около 12 млрд. долларов США и несколько лет напряженного труда. При этом нет гарантий, что он даст долговременный положительный выход энергии [107].

Решение проблемы создания термоядерной энергетики требует решения сложнейших фундаментальных и прикладных проблем физики плазмы, материаловедения, сильно точной электроники и множества инженерных задач.

Кроме того, помимо скомпрометированного «холодного термояда», ведутся весьма опасные для цивилизации исследования с мощными ускорителями на встречных пучках (коллайдерах). Информация о других направлениях исследований в этой области в большинстве случаев является секретной и вряд ли скоро будет доступна.

ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Предполагается, что первая половина XXI в. — время осуществления очередного глобального научно-технологического переворота [Кузык Б. Глобальный сдвиг // Большой бизнес. 2006. № 4. С. 70–73]. Это будет время высочайшей волны эпохальных и базисных инноваций, на основе которых произойдет переход от индустриального к постиндустриальному технологическому способу производства. Ведущую роль в научно-технологическом перевороте первой половины XXI века сыграет глобальная энергетическая революция — переход от преобладания загрязняющей окружающей среду, истощающегося, все более дорогого ископаемого топлива к не иссякаемым и возобновляемым экологически чистым источникам энергии. Важное место в результате реализации глобальной энергетической революции займет водородная энергетика — производство водорода и его использование в термоядерной энергетике и на основе топливных элементов в энергетике, в промышленности, на транспорте, в жилищно-коммунальном хозяйстве и в других сферах экономики. Этому будет способствовать: высокое удельное энергосодержание водорода (120,7 ГДж/т); неограниченные запасы и разнообразие водород-содержащего сырья; быстрый рост потребности в энергии из-за увеличения численности населения и роста среднедушевого энергопотребления; быстрое истощение и удорожание ископаемых ресурсов топлива, которое ныне удовлетворяет до 85 % мировой потребности в энергоресурсах; экономические факторы; экологические факторы — рост выбросов парниковых (CO_2 более 1910 млн. т. в год в России [111]) и ядовитых газов в атмосферу и необратимое воздействие их на климат; требования Киотского протокола. Главная цель водородной энергетики — снижение зависимости цивилизации, в целом, и отдельных регионов, в частности, от применяемых в настоящее время энергоносителей, то есть — от нефти, газа и угля. Водород находит применение не только для выработки энергии, но широко используется и как исходное сырье в металлургических, химических, нефтехимических процессах, а так-

же как топливо на наземном, воздушном, водном и подводном транспорте, в быту. Поэтому необходимо отметить, что понятие «водородная энергетика» значительно шире, чем просто получение электрической энергии [33]. Главной задачей водородной энергетики (или, как теперь нередко говорят, «водородной экономики») является обеспечение экологической чистоты жизни цивилизации. В «Меморандуме о переходе от ископаемых топлив к водородной экономике и затем к водородной цивилизации», принятом на состоявшейся в мае 2004 г. в Донецке Международной конференции «Водородная обработка материалов», записано: «Реальный, научно обоснованный, исторически длительный переход к экологически чистой жизни, сохраняющей первозданность биосферы и экосистем, может быть осуществлен только одним путем: постепенной заменой углеводородных энергоносителей на водород, единственно возможный энергоноситель, который при использовании не дает вредных выбросов в атмосферу». Действительно, при сжигании водорода не образуется никаких вредных отходов.

Переход на экологически чистую водородную энергетику требует решения многих научно-технических проблем:

- разработку и создание различных экономически приемлемых способов производства водорода;
- разработку методов хранения, транспортировки и безопасного дозирования водорода;
- создание разветвленной и технически совершенной водородной инфраструктуры;
- разработку и создание высокоэффективных крупномасштабных топливных элементов для использования водорода при получении электрической энергии;
- обеспечение безопасности всех стадий водородной энергетики;
- обеспечение рентабельности водородных технологий.

Освоению водородной энергетики благоприятствуют научно-технические факторы. В последней четверти XX века появились изобретения и технологии, которые позволяют получать в необходимых масштабах водородное топливо и широко использовать его в различных процессах. Не следует забывать о том, что производство водорода уже давно существует: на сегодняшний день в мире производится около 50 млн. т водорода в год [113] [Маклауд Д. Ставка на водород // Большой бизнес. 2006. № 4. С. 62]. 90 % производимого водорода трубопроводами поставляется на промышленные предприятия. В настоящее время в мире большая часть производимого в промышленном масштабе водорода получается в процессе паровой конверсии метана. Согласно данным Минэнерго США, в 1995 г. стоимость такого водорода (при

стоимости природного газа 80 долл./1000 м³) была 7 долл./ГДж, что эквивалентно 0,24 долл./л. Полученный таким способом водород для летательных аппаратов легко приспособляется на применение в качестве топлива, используется при получении аммиака, гидразина, метанола как топливо в двигателях внутреннего сгорания, в газовых турбинах, в топливных элементах, в ракетной технике (космические системы «Шатл» и «Энергия» используют водород как топливо для блоков разгона), а также в металлургических, химических и нефтехимических процессах. Автомобильные двигатели внутреннего сгорания, дизельные двигатели и камеры сгорания водорода. В СССР был создан первый в мире самолет ТУ-155 на жидком водороде и сжиженном природном газе.

Водород получают и из другого водородсодержащего сырья (рис. 1 [33]). Наиболее чистым способом получения водорода является получение его методом электролитического разложения воды (электролизом). Электролитический H₂ является наиболее чистым и доступным, но дорогим продуктом. В промышленных электролизерах при плотностях тока менее 1 А/см² КПД достигает 70–80 %. В мире лучшими из промышленных воднощелочных электролизеров считаются канадские, изготавливаемые корпорацией «Stuart Energy». Они стабильно функционируют с удельным расходом электроэнергии 5 кВт·ч в расчете на один кубометр получа-

емого водорода. Это обеспечивает им конкурентоспособность с процессами получения водорода конверсией природного газа. Кроме того, эти электролизеры позволяют изменять нагрузку в пределах от 3 до 100 %. К исследованиям и опытно-конструкторским работам в области водородной энергетики и топливных элементов подключились сотни компаний более чем в 40 странах мира, в том числе крупнейшие нефтяные и автомобильные компании. Ими исследуются различные способы производства водорода (из природного газа — электро-крекинг, кислородная конверсия, из синтез-газа, из угля и воды и из другого, в том числе, из возобновляемого сырья), а также методом электролиза воды или пиролиза природного газа на АЭС и ГЭС, а также с использованием солнечной энергии. Именно эти способы производства водорода открывают перспективу его широкого промышленного использования. Кроме того, производство водорода на АЭС или ГЭС позволит обеспечить их более равномерную суточную и сезонную загрузку. С другой стороны, использование электроэнергии провальной части нагрузки на АЭС и ГЭС для производства электролитического водорода позволит снизить его стоимость.

Теперь остановимся на способах хранения водорода. Самый эффективный из них и самый распространенный — это хранение водорода в баллонах. Если баллон выдерживает 300 атм, то в нем можно хранить до 13 масс. % водорода.

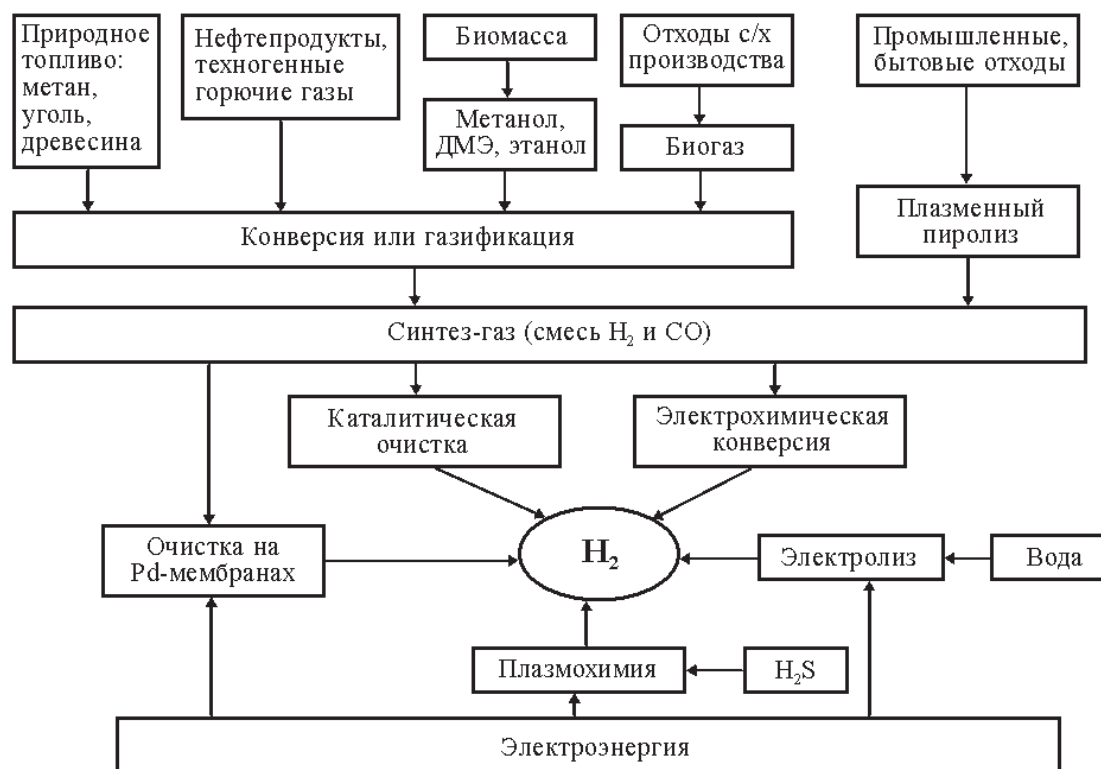


Рис. 1. Возможные источники и пути получения водорода

да, 500 атм — 11 масс. %, 700 атм — 9 масс. % (от массы баллона). Удобно хранить водород в сжиженном состоянии, а также в виде гидридов металлов (около 3 масс. %), в интерметаллидах (до 5 масс. %), в углеродных наноматериалах, нанотрубках и стеклянных микросферах, а также в титансодержащих комплексах полиацетилена.

Однако наибольшее внимание исследователей, разработчиков, промышленности и инвесторов привлекает к себе разработка топливных элементов.

Бум вокруг водородных топливных элементов возник тогда, когда началось освоение космоса. В 60-е гг. прошлого века были созданы топливные элементы мощностью до 1 кВт для программ «Джемини» и «Аполлон»; в 70–80-е гг. были созданы 10 кВт топливные элементы для «Шатла» и для «Бурана»; в те же годы были построены первые электростанции мощностью около 100 кВт на фосфорнокислотных топливных элементах. В США и в Японии имеются опытные электростанции на топливных элементах мощностью до 10 МВт. Сейчас разрабатываются портативные топливные элементы для компьютеров, сотовых телефонов, фотоаппаратов и других устройств с подзарядкой элементов всего один раз в месяц [33].

Водородно-кислородные топливные элементы (ТЭ) — химические источники тока, представляют собой гальванические элементы, в которых электрическая энергия образуется в ходе химической реакции между восстановителем — H_2 и окислителем — O_2 , непрерывно поступающими извне к электродам помещенным в электролит (рис. 2). При работе топливного элемента электролит и электроды не расходуются. В топливных элементах химическая энергия топлива непосредственно превращается в электроэнергию. Это принципиально отличает топливные элементы от традиционных видов производства электроэнергии, в которых химическая энергия топлива последовательно превращается в тепловую,

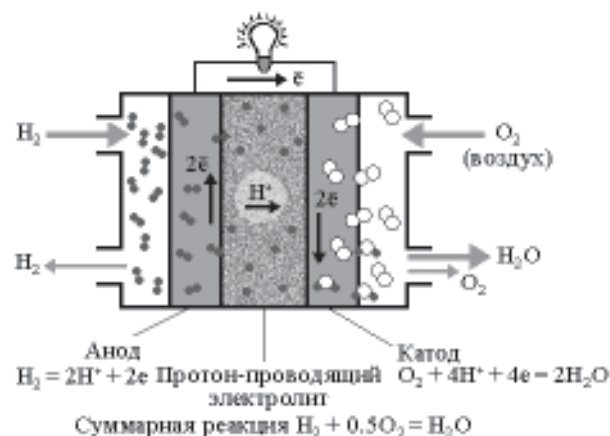


Рис. 2. Принцип действия топливного элемента — превращение химической энергии водорода в электроэнергию

далее — в механическую и только после этого — в электрическую энергию. Разрядное напряжение ТЭ = 0,7–1,0 В. Последовательное соединение ТЭ в батарею обеспечивает реализацию любого требуемого разрядного напряжения. Максимальная удельная мощность ТЭ 50–100 Вт/кг, расход реагентов на единицу вырабатываемой электроэнергии 0,05–1,0 кг/(кВт·ч), КПД — до 90 %, ресурс работы 1–5 тыс. ч. К настоящему времени разработано большое число типов ТЭ. По типу электролита они подразделяются на щелочные, фосфорно-кислотные, расплавкарбонатные, твердооксидные и твердо-полимерные; по рабочей температуре — на низко-, средне- и высокотемпературные. ТЭ с электродами из полимерных нафтионовых мембран, палладия [112] и металлов платиновой группы обладают повышенными удельными характеристиками и повышенным ресурсом. Наиболее совершенными по техническому уровню являются твердополимерные топливные элементы с указанными электродами. На различных технико-экономических форумах и выставках уже прошла презентация новейших топливных элементов, водородных автомобилей и автобусов, скутеров, мобильных водородо-заправочных станций. Изделия с топливными элементами уже появились на рынке. Однако высокая стоимость (около 1000 долл./кВт) в настоящее время сдерживает их широкое использование.

9 декабря 2003 г. состоялось совместное заседание Президиума РАН и Правления ОАО ГМК «Норильский никель», на котором президентом РАН академиком Ю. С. Осиповым и генеральным директором ОАО ГМК «Норильский никель» была утверждена Комплексная программа поисковых, научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по водородной энергетике и топливным элементам [33, 34]. Создан Совет по программе, на реализацию ее выделено 40 млн. долларов, заключены договоры с рядом академических и отраслевых институтов. Разрабатываются принципиально новые компактные, дисперсные и нанодисперсные материалы для безопасного хранения и транспортировки водорода и топливных элементов в различных сферах потребления. Программа предусматривает большой комплекс исследований по изготовлению и испытанию катализаторов, мембранных аппаратов для получения чистого водорода, топливных элементов, электролизеров, сенсоров для определения водорода, адсорбционных накопителей водорода.

Практически все ведущие корпорации мира, производящие автомобили, уже выпустили опытные партии машин на топливных элементах. Губернатор Калифорнии А. Шварценеггер официально объявил о начале широкомасштабной поддержки водородного топлива. Результатом реализации этой программы станет создание к



2010 г. сети из 150–200 водородных АЗС, расположенных вдоль основных автомобильных дорог Калифорнии. Возможно, что это и не понадобится, так как в последние годы разработаны автомобильные двигатели на топливных элементах, для которых водород получают под капотом двигателя из бензина, метанола, диметилового эфира или аммиака. Кроме того, программа предусматривает стимулирование производства и приобретения автомобилей на топливных элементах, перевод муниципального и корпоративного автопарка ряда компаний на подобного рода машины. Предполагается, что массовый переход на экологически чистые водородные двигатели начнется в 2015–2025 гг. При благоприятном стечении обстоятельств уже к 2020 г. в мире будет 5–10 млн. автомобилей на ТЭ. После этого процесс пойдет гораздо быстрее — массовое производство в период с 2030 по 2040 гг. обеспечит производство до 100 млн. водородных автомобилей в мире. Этот оптимистический прогноз основан только стремительным подорожанием нефти, нивелирующим стоимостную разницу между углеводородами и водородом. Однако из-за высокой стоимости водорода, водородная энергия на транспорте и в энергетике обходится значительно дороже энергии, получаемой из ископаемого топлива — пока на производство, хранение и транспортировку водорода энергии уходит несопоставимо больше, чем получается при его использовании. Подсчитано, что перевод автомобильного транспорта на водород требует капиталовложений (на организацию новых систем производства и сбыта автомобилей, строительство новых автозаправочных станций и на создание новой инфраструктуры), исчисляемых многими триллионами долларов. Тем не менее, последние разработки дают основания считать, что масштабное использование водорода в качестве замены бензина и дизельного топлива на транспорте уже решенный вопрос.

СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Существенной составляющей перечня альтернативных источников энергии является солнечная энергия.

Количество энергии, поступающей на Землю от ближайшей к нам звезды — Солнца, огромно. Солнечное вещество примерно на 80 % состоит из водорода и почти на 20 % — из гелия. Температура поверхности Солнца составляет около 5500 °С, а в центре Солнца — более 10^7 °С. Давление внутри Солнца приближается к 100 млрд. атм. Солнечное излучение распространяется со скоростью 300 тыс. км/с и достигает поверхности Земли примерно за восемь минут. Поступающая на Землю энергия ($2,5 \cdot 10^{18}$ кал/мин) более чем в полторы тысячи раз превосходит все остальные, используемые человеком источники

энергии, вместе взятые. Да и вообще, практически все источники энергии, имеющиеся на Земле, порождены Солнцем. Солнце, звезда спектрального класса 2, желтый карлик, очень средняя звезда по всем основным параметрам: массе, радиусу (радиус Солнца в 55 раз больше радиуса Земли, а его объем примерно в 1 млн. 300 тыс. раз больше объема Земли), температуре и абсолютной величине. Но, это «наша звезда», и человечество обязано всем своим существованием этой средней звезде. Благодаря Солнцу возникает кругооборот воды в природе, образуются гидроэнергетические запасы воды, вращающей водяные колеса электротурбин. По-разному нагревая Землю в различных точках нашей планеты, Солнце вызывает движение воздуха, тот самый ветер, который наполняет паруса судов и вращает лопасти ветросиловых установок. Все ископаемое топливо, используемое в современной энергетике, ведет свое происхождение опять же от солнечных лучей. Это их энергию с помощью фотосинтеза преобразовали растения в зеленую массу, которая в результате длительных процессов превратилась в нефть, газ, уголь. Считается, что из «солнечного зайчика» диаметром 12,7 тыс. км, который постоянно освещает обращенную к Солнцу сторону нашей планеты, до 15 % солнечной энергии, поступающей на поверхность Земли, может быть использовано для обеспечения жизнедеятельности человечества. Эта доля равна 63000 млрд. МВт·ч в год, или 7700 млрд. т условного топлива. При реализации высокоэффективных методов использования солнечной энергии Солнце может обеспечить бурно растущие потребности в энергии в течение многих тысяч лет. Однако, при общей огромной энергии, поступающей на Землю от Солнца, на каждый квадратный метр поверхности Земли ее поступает совсем немного: от 100–200 до 400–900 Вт/м². Для того, чтобы получить заметную мощность, указанный поток энергии необходимо собрать с большой поверхности и сконцентрировать или аккумулировать. Большое неудобство при сборе солнечной энергии представляют ее суточные и сезонные колебания. Однако оптимисты не считают, что «низкая плотность» солнечной радиации является непреодолимым препятствием для развития крупномасштабной солнечной энергетике. При рассмотрении этой проблемы в рамках решения энергетических задач по управляемому термоядерному синтезу, когда эффективный термоядерный реактор (Солнце) создан самой природой и обеспечен ресурсом надежной и безопасной работы на миллионы лет, наша задача заключается лишь в разработке многих преобразовательных подстанций.

Поймать энергию Солнца можно по-разному. Первый путь — наиболее прямой, наиболее простой и наиболее естественный: применить



солнечное тепло для нагрева какого-нибудь теплоносителя (например, воды). Вслед за этим нагретую воду можно использовать для отопления, горячего водоснабжения или для получения электрической энергии. Малая гелиоэнергетика очень перспективна. На Земле есть много мест, где Солнце нещадно палит с небосклона, иссушая почву и выжигая растительность, превращая местность в пустыню. Сделать такую Землю плодородной и обитаемой можно, получая энергию для опреснения воды и орошения Земли от того же Солнца. Это очень важная, интересная и выполнимая задача. В Ашхабаде в летний полдень на каждый квадратный километр падает поток солнечной энергии, по мощности эквивалентный крупной электростанции.

К настоящему времени в различных странах (Чехословакии, Кубе, Алжире, Австралии, Индии, США, России) созданы сотни солнечных установок различной конструкции для горячего водоснабжения производительностью до 100 т горячей воды в день. Среди них есть химические гелиоустановки, позволяющие разлагать воду или аммиак на элементы (H_2 , O_2), которые нарабатываются, накапливаются, а затем сжигаются для получения тепловой или электрической энергии ночью или тогда, когда Солнце закрыто тучами. Разработаны экспериментальные солнечные зерносушилки, водяные насосы, холодильники, гелиоплиты для приготовления пищи, плавильные печи, миниэлектростанции. Составной частью некоторых устройств указанного типа являются зеркальные концентраторы солнечного излучения (гелиостаты) сложной конструкции и парогенераторы. Под действием сконцентрированной гелиостатами солнечной энергии вода в парогенераторе нагревается до 250 °C и превращается в пар высокого давления. Пар приводит во вращение турбину, турбина вращает электрогенератор, из которого потребителям в сеть отправляется электрическая энергия. В свое время советскими специалистами была спроектирована крупнейшая в мире солнечная электростанция мощностью 320 тыс. кВт. Ее предполагалось построить в Узбекистане в Каршинской степи, вблизи города Талимарджана. В проекте этой гелиотЭС было предусмотрено строительство сменно-резервного блока ТЭС, работающего на природном газе. Разрабатывают солнечные электростанции такого же типа и в других странах. В США в Калифорнии построена первая электростанция башенного типа «Солар-1» мощностью 10 тыс. кВт. В предгорьях Пиренеев французские специалисты построили гелиоэлектростанцию «Темис» мощностью 2,5 тыс. кВт. Западногерманскими учеными спроектирована гелиоэлектростанция «ГАСТ». Электрическая энергия, рожденная Солнцем, пока еще обходится намного дороже,

чем получаемая традиционными способами. Но ученые надеются, что выполняемые ими на опытных установках и станциях эксперименты помогут решить не только технические, но и экономические проблемы.

В описанных выше достижениях и проектах солнечное тепло в конечном счете используют для получения электричества. Еще более привлекателен другой путь — прямое преобразование солнечной энергии в электричество. Этот путь был открыт 26 февраля 1888 г. российским физиком А. Г. Столетовым. В экспериментальной установке А. Г. Столетова потек электрический ток, рожденный фотонами световых лучей. Фактически, заработал первый фотоэлемент, который впоследствии нашел многочисленные применения в самых различных областях техники [41, 42].

Основу современных фотоэлементов и фотоисточников тока составляют структуры с $p-n$ (positive-negative) переходом, возникающим на границе двух полупроводников с различными механизмами проводимости. Различные типы проводимости получают путем изменения типа введенных в полупроводник примесей. Так, например, атомы третьей группы Периодической системы Д. И. Менделеева, введенные в кристаллическую решетку кремния, придают последнему дырочную p -проводимость, а примеси пятой группы — электронную n -проводимость. Контакт p - или n -полупроводников приводит к возникновению между ними контактной разности потенциалов, играющей чрезвычайно важную роль в работе солнечного фотоэлемента. Не останавливаясь на рассмотрении механизма и характеристик $p-n$ переходов, отметим, что при облучении полупроводников светом происходит разделение носителей тока и между p и n областями фотоэлемента возникает разность потенциалов — фотоЭДС. Величина фотоЭДС в широком диапазоне освещенностей растет пропорционально логарифму интенсивности света. При очень большой, сконцентрированной в 100–1000 раз интенсивности света, величина фотоЭДС выходит на насыщение и достигает 50–85 % от величины контактной разности потенциалов $p-n$ перехода. При коротком замыкании освещенного $p-n$ перехода в электрической цепи течет ток, пропорциональный по величине интенсивности освещения и количеству генерированных светом электронно-дырочных пар. При включении в электрическую цепь полезной нагрузки, например, питаемого солнечной энергией калькулятора, величина тока в цепи уменьшится. Обычно электрическое сопротивление полезной нагрузки в цепи солнечного элемента выбирают таким, чтобы получить максимальную отдаваемую этой нагрузке электрическую мощность.

Топливные элементы как преобразователи химической энергии топлива в электроэнергию характеризуются более высоким КПД, нежели теплоэнергетические устройства, основанные на сжигании. КПД типичной ТЭС не превышает 40 %, а КПД топливного элемента может достигать 85 %.

Основным материалом для получения солнечных элементов является кремний. Он является одним из самых изученных доступных материалов в природе. По распространенности он занимает второе место после кислорода. Для изготовления солнечного элемента в пластине (монокристалле) кремния методами диффузии, имплантации, эпитаксии или насаивания создают области с p - n типами проводимости. Затем изготавливают нижний и верхний электроконтакты, которые позволяют смонтировать солнечный фотоэлемент в токопотребляющее устройство. Фотоэлементы из монокристаллического кремния сочетают достоинства использования относительно дешевого, получаемого попутно с алюминием, полупроводникового материала с высокими параметрами получаемых на его основе приборов и устройств.

Широкое практическое использование солнечных батарей для энергетических целей началось в 1958 г. с запусками первых искусственных спутников Земли. С тех пор полупроводниковые солнечные батареи являются основным источником энерго-снабжения космических аппаратов и больших орбитальных станций типа «Салют» и «Мир». Большой задел, полученный в области солнечных батарей космического назначения, способствовал созданию наземной фотоэлектрической энергетики.

Фотоэлементы, изготовленные из монокристаллов кремния, пока еще являются очень дорогими. Общим требованием для материалов, применяемых в большинстве схем преобразования солнечной энергии, является низкая отражательная способность и сильное поглощение фотонов солнечного излучения. Основными направлениями исследований по снижению стоимости «солнечной» электроэнергии является снижение стоимости исходного кремния, изготовление фотоэлементов из слитков, ленточного, поликристаллического и аморфного кремния, а также из других полупроводниковых материалов, использование плоских линз Френеля из ПММА в концентраторах солнечного излучения, повышение КПД и создание каскадных монохроматических фотоэлементов и т.д. Создание мощной фотоэлектрической энергетики является весьма перспективным. Это следует из того, что солнечное излучение является практически неисчерпаемым источником энергии, оно поступает во все уголки Земли, находится «под рукой» у любого потребителя и является экологически чистым доступным источником энергии.

Особенно перспективным является использование «солнечной» электроэнергии для электролиза воды на водород и кислород с последующим использованием их в качестве экологически чистого топлива. Рассмотрим энергоустановку, основой которой является солнечная батарея. Наличие солнечного света и потребность в электроэнергии не всегда совпадают. Когда потребление энергии незначительное, электрическая энергия от солнечной батареи может использоваться для электролиза воды и получения водорода. Водород будет поступать в накопитель, а затем по мере необходимости использоваться для выработки электроэнергии в водородных электрохимических генераторах. Такая гибридная система может быть основой будущей экологически чистой автономной электроэнергетики.

Энергия Солнца и энергия ветра, хоть и используются в технике, в быту, в космосе и в сельском хозяйстве, по суммарному производству электроэнергии не могут составить конкуренции другим видам энергетики.

Лидером в области использования солнечной энергии является Япония. На ее долю приходится 49 % установленной мощности всех существующих в мире генераторов, которые используют в качестве источника энергии солнечный свет. Работы в области солнечной энергетики ведутся в Японии при активной поддержке государства с использованием бюджетных субсидий. Их участниками являются ведущие корпорации в области электроники, далеко продвинувшиеся в производстве компьютерных чипов на кремниевой основе. Это «Шарп», «Саньо», «Мицубиси», «Киосера», которые контролируют почти половину мирового рынка солнечных батарей. Один лишь «Шарп» выпустил их в 2004 г. на миллиард долларов, а в 2005 г. расширил их производство еще на 28 %. В Японии насчитывается уже 140 тыс. семей, пожелавших установить на крышах своих домов солнечные батареи. Они полностью обеспечивают потребности жителей, а избыток электроэнергии покупает муниципалитет. Такая электрификация пока обходится владельцу в 20 тыс. долларов. При снижении цены солнечных батарей вдвое счет желающих воспользоваться ими пойдет на миллионы. В префектуре Нара есть завод, где общая площадь солнечных батарей составляет 6300 м². Они ежегодно производят около миллиона кВт·ч необходимой предприятию электроэнергии. Солнечная энергия пока что обеспечивает лишь около 1 % потребностей Японии в электроэнергии, а к 2030 г. ее доля может возрасти до 10 % [48].

В целом вклад преобразованной в электричество солнечной энергии в энергетические ресурсы будущего сможет оказаться весомым только в том случае, если будет существенно повы-

шена эффективность существующих устройств и снижена их стоимость.

Россия, страна северных широт, в холодный период не видит Солнца месяцами. Несмотря на это российские ученые оптимистично смотрят на возможность использования солнечной энергии для производства электрической. Они предлагают, например, разместить установки с солнечными элементами на орбитах спутников Земли или на всегда освещенной части поверхности Луны. Из-за слабой правительственной поддержки настоятельно необходимый переход к эффективному использованию солнечной энергии в России продвигается медленно.

В заключение этого раздела следует отметить, что отдельного обстоятельного рассмотрения требуют биологические системы преобразования солнечной энергии, а также фотохимия.

ВЕТРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Основное влияние на климат и, как следствие, на ветровой режим территории России имеют Атлантический, Северный Ледовитый и Тихий океаны, а также наличие, высота и направление расположения гор. При современном техническом уровне ветровых электрических установок (ВЭУ) для развития ветровой энергетики в России пригодны районы со среднегодовыми скоростями ветра на высоте флюгера 10 м, превышающими 5 м/с. К таким районам относятся, в первую очередь, практически все побережье Северного Ледовитого и Тихого океанов. На многих других территориях России, а также на всех научно-исследовательских станциях Антарктиды ветровые условия также благоприятны для строительства ветроэлектростанций. Оценку ветроэнергетических ресурсов территорий и выбор площадок для размещения ВЭУ в развитых странах производят по данным многолетних систематических метеорологических наблюдений с использованием компьютерной программы WAsP (фирмы Riso, Дания). Однако и без такого анализа можно утверждать, что в целом территориальные и рельефные особенности, а также ветровые условия России весьма благоприятны для строительства многих ветровых электрических станций (ВЭС) и крупномасштабного развития ветровой энергетики. При этом специалисты рассматривают ветер как источник энергии для автономных установок малой и средней мощности. Они обеспечивают электроэнергией районы, удаленные от центральных электрических сетей, и приемлемы для потребителей, для которых колебания в работе ВЭУ, обусловленные непостоянством скорости ветра, не имеют решающего значения.

Развитие ветроэнергетики в России создаст возможность реального уменьшения уровня применения в тепловой энергетике газа, мазута и угля, что приведет к уменьшению масштабов

вредных выбросов и загрязнения окружающей среды и к улучшению ее экологии.

В период до 1980 г. единственным производителем ветроустановок на территории бывшего СССР было НПО «Ветроэн» (г. Истра, Московской обл.), где производился малосерийный выпуск ветроустановок (ВЭУ) малой мощности (2–4 кВт). Целенаправленное развитие ветроэнергетики в России в соответствии с рядом программ и постановлений предполагалось начать в 1990 г. Было предусмотрено, в частности, создание к 1990 г. экспериментально-промышленных ВЭУ мощностью 30, 100, 300, 1000 кВт. Практически эта задача не была выполнена. Однако, были выполнены разработки установок различной мощности, в том числе, ВЭУ мощностью 200, 250 и 1000 кВт (конструкторское бюро «Радуга» г. Дубны, Московской области; НПО «Ветроэн» и КБ «Южное»). Производителями ВЭУ такой мощности являются американские «US Windpower», «Putman, Haes and Bartlett», «Sea West» и датские фирмы «Genvind Engineering ApS», «Folkecenter for Renewable Energy», а также германская фирма «Genesis».

Опыт строительства и эксплуатации современных ветроэлектростанций (ВЭС) имеют Дания, США, Украина, Армения и многие другие страны.

Хотя объемы производства ветровой энергии сейчас составляют 1–2 %, но темп развития этой отрасли энергетики позволяет считать, что через 10–15 лет этот показатель достигнет не менее 5 %. Дания доказала, что в условиях не очень ветреной страны уже сейчас можно производить 10 % электроэнергии за счет ветра. Отчасти это обусловлено быстрым совершенствованием техники. За 10 лет ветроагрегаты стали в 3–4 раза более эффективными, они могут стабильно работать при очень незначительных ветровых нагрузках.

В США значительные количества ветроэнергии можно получать в районе Великих озер, на Восточном побережье и особенно на цепочке Алеутских островов. Максимальная расчетная мощность ветровых электростанций в этих областях может обеспечивать 12 % потребности США в электроэнергии в 2005 г. Крупнейшие ветроэлектростанции США расположены под Голдендейлом в штате Вашингтон, где каждый из трех генераторов (установленных на башнях высотой 60 м, с диаметром ветрового колеса, равным 90 м) дает 2,5 МВт электроэнергии. Проектируются системы на 4,0 МВт.

В Украине установлено 112 ВЭС USW-56\100, 12 установок АВЭ-250С и одна установка ЭСО-0420 общей мощностью 13402 кВт. За весь срок их эксплуатации выработано 15373 МВт·ч электрической энергии, что соответствует 5550 т. усл. т. [70]. Первые четыре ВЭС общей мощностью 2,6 МВт построены в

2005 г. в Армении. Предполагается, что в предстоящие 15–20 лет в Армении будет построено еще несколько ветряных электростанций общей мощностью 200–250 МВт.

В ряде развитых промышленных стран применение ВЭС в сельском хозяйстве и промышленности планируется начать в ближайшие 10–15 лет. Масштабы будущего применения ВЭС зависят от их конкурентоспособности по сравнению с дизельэлектрическими станциями, которые широко применяются во всех регионах, включая научно-исследовательские станции на Антарктиде. ВЭС уже сейчас выгодно применять для подъема воды на природных пастбищах, для электрификации рассредоточенных потребителей с высокой стоимостью доставки ГСМ.

Для повышения конкурентоспособности ВЭС необходимо планомерно снижать стоимость их производства, добиться высокой надежности в работе, обеспечить низкий уровень затрат на монтаж, наладку и техническое обслуживание. Эффективность применения ВЭС зависит также от правильности выбора места монтажа ветродвигателя по ветровым условиям, а также от бесперебойности энергоснабжения. Для гарантированного непрерывного обеспечения потребителей энергией ВЭС необходимо дополнять накопителями выработанной электроэнергии — аккумуляторами тепла, электрохимическими аккумуляторами, резервуарами для воды.

Дальнейший технический прогресс в этой сфере энергетики направлен на устранение существенных недостатков ветряной энергетики — энергия ветра сильно рассеяна в пространстве: поэтому разрабатываются ветроэнергоустановки с высоким КПД. При проектировании таких установок учитывается то, что ветер непредсказуем по мощности и по направлению. Ветроэлектро-энергостанции не безвредны: они мешают полетам птиц и насекомых, шумят, отражают радиоволны. Новые разработки показывают, что эти недостатки можно существенно уменьшить.

В мире сейчас работает более 30 тыс. ветроэлектроустановок различной мощности. Германия получает от ветра 10 % потребляемой электроэнергии, а вся Западная Европа на ветроэлектроэнергоустановках в совокупности производит 2500 МВт [<http://human-earth.narod.ru/wind.htm>].

БИОЭНЕРГЕТИКА. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ БИОРЕСУРСЫ КАК ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ

Любые углеродсодержащие вещества наземного или морского, растительного или животного происхождения, включая все виды отходов жизнедеятельности животных организмов и человека, принято называть биомассой. В совокупности все виды биомассы представляют собой возобновляемые биоресурсы планеты, которые могут использоваться как источник энергии.

Ежегодно на Земле при помощи фотосинтеза образуется около 120 млрд. т сухого органического вещества, что энергетически эквивалентно 40 млрд. т нефти [76]. По другим данным [74] ежегодно воспроизводимое на земном шаре количество растительной биомассы достигает примерно 200 млрд. т с общим энергетическим потенциалом $3 \cdot 10^{21}$ Дж, что примерно в десять раз превышает объем мировой добычи ископаемого топлива.

Все источники биомассы условно можно разделить на три основные группы:

- натурально или специально выращиваемые для энергетических целей наземные растения. В лесоводческих энергетических хозяйствах обычно выращивают быстрорастущие деревья и растения — гибридный тополь, сугу, пальму, эвкалипт, сахарный тростник, сладкое сорго и т. д.;
- различные органические отходы и отходы: отходы от сбора урожая с/х культур и побочные продукты их переработки — солома ржи и пшеницы, стебли кукурузы и кочерыжки кукурузного початка, стебли хлопка, рисовая солома и шелуха, стебли и лузга семян подсолнечника, скорлупа земляного ореха, багасса и др.; продукты санитарной уборки лесов, лесонасаждений, парков и скверов; отходы лесозаготовок, лесопиления и деревообработки — кора, опилки, стружки, древесные щепки; вышедшая из строя деревянная мебель, отходы стройматериалов, а также древесная упаковка, древесная тара и макулатура. К этой же группе источников биомассы относят твердые городские отходы; бытовые и промышленные сточные воды; биологические отходы животноводческих комплексов;

- водные растения — морские водоросли, гигантские ламинарии, водяной гиацинт, а также эстуарии соленых и пресноводных болот. Энергетический потенциал водных растений в случае водорослей достигает 29,2, водяного гиацинта — 53,6, сахарного тростника — 40,0 т нефтяного эквивалента с одного гектара в год.

Биомасса в качестве источника энергии используется с древнейших времен (приготовление пищи, обогрев). Древесное топливо до сих пор остается основным источником энергии в большей части сельской местности мира. От наличия этого источника энергии зависит существование около двух млрд. человек.

Процесс утилизации биоресурсов включает выращивание или сбор упомянутых видов биомассы, переработку их в жидкие, газообразные и твердые продукты, пригодные для отопления, использования в качестве моторного топлива, производства электроэнергии и заменителей нефтехимикатов, кормовых добавок и удобрений. Однако сбор биомассы затруднен из-за рассредоточенности ее ресурсов по планете, труднодоступности морских ресурсов, необходимости со-



хранения экологического равновесия, потребления их в пищевых целях, а также в качестве сырья для текстильной, строительной и целлюлозно-бумажной промышленности и т. д. В настоящее время доля энергии из биомассы в обеспечении энергетических потребностей отдельных стран находится в пределах 2–4 %. Однако биомасса в отличие от ископаемых источников энергии — природного газа, нефти и угля — представляет собой возобновляемый источник энергии и при рациональной организации ее сбора и воспроизводства выработка энергии и топлив из биомассы может существенно возрасти. При этом количество энергии, которое отдельные страны могут получить из растительной биомассы, зависит как от климатических условий, так и от размера площадей, пригодных для ее производства.

По данным американских исследователей, оптимальный комплекс по выращиванию деревьев для энергетических целей должен состоять из шести одинаковых по площади участков (с размерами от 8,5 до 20,2 га), срок ротации посадок 6 лет, количество деревьев составляет в среднем 6730 стволов/га. Производительность такого комплекса может достигать 250 тыс. т сухой древесины в год, а КПД — 95 % [74]. Исходя из многочисленных исследований, в лесоводческих энергетических хозяйствах предпочитают выращивать гибридный тополь, который может расти на малопригодных для с/х угодьях, имеет короткий период ротации, легко подвергается рубке, самовосстанавливается. Такие же характеристики присущи суге (хвойная лиственница), которая растет на Востоке России и в Японии. В жарких странах в качестве с/х культуры для энергетических целей наибольший интерес представляет сахарный тростник — его энергетический потенциал достигает 837 ГДж/га. В Бразилии под сахарный тростник (основное сырье для производства этилового спирта в стране) отведено 5 % территории страны. Огромное количество (эквивалентное 100 млн. т нефти) сахарного тростника выращивается и в Индии. Рентабельность всех таких комплексов резко возрастает, когда они параллельно с сухой растительной энергетической массой в значительных количествах производят пищевые (грибы, рыбу, сахар) продукты.

Для получения различных видов энергии экономически более рентабельным по сравнению с целевым выращиванием энергоресурсов является использование растительных остатков и отходов с/х производства. Возможность их использования зависит от вида с/х культуры, т. е. от количества остатков, которые могут быть собраны с единицы посевной площади и от количества отходов, которые остаются на поле после сборки урожая или отделяются в процессе сортировки, очистки и подготовки с/х культур к потреблению. Отношение суммы сухой массы

остатков и отходов к массе собранного урожая культуры характеризует коэффициент возможного энергетического использования остатков и отходов. Эти коэффициенты изменяются в значительных пределах: кукуруза 0,55–1,20; хлопок 1,20–3,00; пшеница 0,47–1,75; сахарный тростник 0,13–0,25; сахарная свекла 0,07–0,20 [74].

В США ежегодно образуется около 1,3 млрд. т сухих органических отходов, в том числе (в млн. т/год): отходы с/х культур + пищевые отходы — 400; городские отходы — 220; отходы лесной и лесоперерабатывающей промышленности — 200; навоз — 260; промышленные отходы — 76; отстой городских сточных вод — 25; прочие органические отходы — 90. Близкие по составу отходы образуются и во Франции, в том числе (в млн. т. н. э.): отходы лесной и лесоперерабатывающей промышленности — 10; отходы с/х культур — солома — 2,5; отходы кукурузы — 1,8; стебли масличных культур — 1,8; побеги виноградной лозы — 1,0; навоз — 3,2; бытовые отходы — 1,0 (итого — 21,3) [74]. Общие ресурсы биомассы в Европе (в млн. т сухой массы в год) составляют: древесное топливо — 75; древесные отходы — 70; с/х отходы — 250; городской мусор — 75; биомасса, выращиваемая на энергетических плантациях — 250 [76].

Из с/х отходов наиболее перспективным является использование в энергетических целях соломы — одного из самых доступных и дешевых видов биомассы. Сферы применения и способы ее переработки, так же как и многих других биоресурсов, разнообразны. После обработки бикарбонатом натрия солома часто используется в качестве корма для животных; при анаэробной переработке соломы можно получать метан — газообразное топливо; при гидролизной переработке соломы получают этанол — жидкое топливо. По оценкам французских специалистов, ежегодно в энергетических целях во Франции можно использовать 4–6 млн. т соломы, что эквивалентно почти 2 млн. т нефти. В Дании работает 20 тыс. тепловых установок по получению теплоты путем сжигания соломы.

Наряду с отходами с/х производства, несортной древесиной, отходами лесозаготовок, лесопиления и деревопереработки в качестве энергетического сырья можно использовать сухие крупные морские водоросли, микроводоросли и водные растения рек, озер, соленых и пресноводных болот. Теплота сгорания сухих водных растений составляет 16,3–19,0 кДж/г. Теплота сгорания сухой бурой водоросли — 12,8 кДж/г. Микроводоросли *Spirulina maxima* и *Chlorella pirenoidosa* на питательных средах увеличивают свою массу в 3–5 раз в сутки. В натуральных условиях наибольшими ресурсами микроводорослей и водорослей обладают Желтое и Саргассовое моря. Сбор урожая микроводорослей из водоемов (до 95 %) предложе-

но осуществлять с помощью специального флокулирующего полимера стоимостью 0,5–1,5 цента/кг. Анаэробная переработка этих водорослей позволяет получать биогаз, содержащий 65 % метана.

Однако главным направлением утилизации микроводорослей является переработка их в жидкие топлива. Это направление использования микроводорослей обеспечивается тем, что микроводоросли содержат до 70 % липидов. Для превращения липидов водорослей в дизельное топливо исследователи предлагают использовать метод переэтерификации, а для производства бензина — процесс с применением цеолитных катализаторов. Бензин, получаемый из этого сырья предлагаемым методом, будет стоить 0,41–0,53 долл./л. Согласно прогнозу, из микроводорослей в США к 2020 г. можно будет получать значительное количество жидкого топлива, доля которого в энергобалансе США составит 8 % [74].

Степень полезного использования различных видов биомассы и стоимость получаемой из нее энергии в значительной мере определяются технологией переработки биомассы. Сухую биомассу в основном перерабатывают термохимическими, а влажную — биологическими способами (таблица 10) [74]. Из таблицы 10 видно, что из биомассы упомянутыми способами можно получать пар, низко- и высококалорийные газы, всевозможные жидкие топлива и химические продукты.

Одним из самых широкоприменяемых методов переработки древесины и древесных отходов, соломы, городских твердых бытовых отходов (ТБО) является прямое сжигание, которое осуществляют в камерах сгорания различного типа (см., например, [84, 85]). Этот способ получения тепловой энергии известен в течение многих веков. Он и сейчас является основным источником тепловой энергии почти для двух млрд. жителей сельских районов. В настоящее

время существуют тысячи тепловых электростанций во многих странах мира (в частности, в Португалии, Франции, Германии, Дании, Италии, Испании, Швеции, Филиппинах). Мощность таких теплоэлектростанций колеблется в пределах от 1 до 20 МВт. В США функционируют теплоэлектростанции мощностью до 50 МВт. Значительная часть древесных отходов и других видов биомассы сжигается в виде предварительно изготовленных брикетов в домашних условиях и на дачах. Городские твердые отходы во многих случаях сжигают в сочетании с углем на небольших теплоэлектростанциях.

В последние годы для получения энергии широко применяется переработка биомассы в термохимических процессах газификации, пиролиза и ожижения. Процессы этого типа позволяют получать топливный или синтез-газ, водород, CO, CO₂, CH₄, C₂H₄, C₃H₆, метанол, уксусную кислоту, активированный уголь и другие продукты. Все эти процессы протекают при высокой температуре (выше 800 °C), а иногда и при высоком давлении.

В процессах газификации древесины и древесных отходов, остатков и отходов производства с/х продуктов и твердых городских отходов в газификаторе с воздушным дутьем обычно получают низкокалорийный топливный газ (теплота сгорания 3,0–5,6 МДж/м³), а в газификаторе с кислородным дутьем — среднекалорийный газ (теплота сгорания 7,45–13,04 МДж/м³). Перед загрузкой в газификатор биомассу подвергают предварительной переработке.

Лесопроductы и отходы лесопиления дробят, измельчают, сушат и прессуют в брикеты либо в бруски; с/х остатки и продукты также измельчают, сушат и прессуют; твердые городские отходы измельчают, с помощью магнитных сепараторов удаляют металлы. Стекло удаляют воздушной сепарацией, грохочением, просеиванием. При термохимическом получении низко-

Таблица 10

Методы переработки биомассы

Сырье	Процесс	Вид получаемой энергии и топлива
Термохимические процессы переработки		
Биомасса с низкой влажностью — древесина, солома, багасса, с/х и городские твердые отходы	Прямое сжигание	Пар, электроэнергия
	Газификация	Топливный газ, H ₂ , CH ₃ OH
	Пиролиз	Жидкое топливо, газ, древесный уголь
	Ожижение	Жидкое топливо
	Гидролиз	Глюкоза, этанол
Биологические процессы переработки		
Биомасса с высокой влажностью — продукты гидролиза органических остатков, навоз, бытовые отходы, сточные воды	Анаэробная ферментация	Биогаз (CH ₄ , CO ₂), органические кислоты
	Этанольная ферментация	Этанол
	Ацетонбутанольная ферментация	Ацетон, бутанол



калорийного газа из упомянутого сырья образуется горючая газовая смесь, которую называют «генераторный» газ (16–22 % CO; 16–20 % водорода; 7–13 % диоксида углерода и около 50 % азота). Этот газ используют в качестве топлива в котлах электростанций, технологических печах, отопительных котельных установках. Газификация 3–4 кг биомассы позволяет заменить на газ 1 л дизельного или моторного нефтяного топлива, а газификация 1,2–1,4 кг биомассы позволяет генерировать из полученного газа 1 кВт электроэнергии.

Состав газов, получаемых при газификации биомассы, зависит от природы применяемого сырья, типа окислителя, температуры процесса и давления. Наибольшую ценность представляет среднекалорийный газ, особенно синтез-газ, состоящий в основном из CO и H₂. Кроме использования непосредственно для топливных целей синтез-газ используется для получения метана, метанола, аммиака, легких углеводородных топлив и других органических химикатов. При газификации древесины образуется синтез-газ, который по составу идентичен синтез-газу, получаемому газификацией угля и паровой конверсией природного газа. Состав синтез-газа, получаемого газификацией древесины, приведен в таблице 11 [74].

Таблица 11
Состав синтез-газа,
производимого газификацией древесины

Состав синтез-газа, об. %	Газификация древесины	
	паро- воздушная	пара- кислородная
Водород	16,0	27,0
Оксид углерода	32,0	30,0
Диоксид углерода	20,0	26,0
Метан	12,0	13,0
Ацетилен	0,2	0,1
Этилен	4,0	3,1
Этан	1,0	0,6
Углеводороды C ₃ и выше	0,3	0,2
Азот	14,5	—

Многими компаниями проводятся исследования и разработки, направленные на совершенствование процессов газификации биомассы и твердых бытовых отходов. В частности, уделяется большое внимание разработкам процессов каталитической газификации биомассы при повышенных давлениях (1–4 МПа), в результате которых также получают газ средней калорийности. В этих процессах увеличивается скорость газификации и улучшается качество синтез-газа. Проводятся фундаментальные исследования, направленные на выяснение характера влияния различных факторов на каталитическую активность доломита, а также соединений никеля и

карбонатов щелочноземельных металлов в процессах газификации биомассы.

Пиролиз биомассы осуществляется при ее нагревании в отсутствие кислорода с образованием жидкого топлива (бионефти), топливных газов и древесного угля. Выход продуктов пиролиза зависит от условий проведения процесса и типа сырья. В свою очередь, условия процесса определяются природой сырья и заданными продуктами производства. Технология процессов пиролиза биомассы разработана американскими фирмами Tech Air и Occidental Petroleum [74].

Работы по изучению возможностей использования процесса пиролиза Tech Air на опытной установке показали, что этот процесс может быть использован в промышленном масштабе для переработки различных видов сырья, в том числе — кожуры земляного ореха, сосновой коры и опилок, городских отходов и отходов переработки хлопка. Так, при переработке 100 кг сухой сосновой коры и опилок может быть получено (кг): жидкое топливо и древесный уголь — по 25, неконденсирующиеся газы — 18 и водяной пар — 33.

Конвертер процесса пиролиза Tech Air эксплуатируется при температуре 427–760 °С, при которой образуется достаточное количество газов, необходимое для осушки сырья с относительно высоким содержанием влаги. Влажность сырья (25–65 %) после осушки перед вводом в конвертер снижается до 4–7 %. В конвертере высушенное сырье термически разлагается на древесный уголь и горючие газы, которые поступают в конденсационную систему, где охлаждаются до 82–93 °С, при этом конденсируется жидкое топливо и удаляются твердые частицы.

Высшая теплота сгорания древесного угля, получаемого при переработке смеси сосновой коры и опилок по этому процессу, колеблется в пределах от 28,8 до 31,6 МДж/кг. Древесный уголь в виде брикетов может быть использован в качестве топлива непосредственно или в смеси с каменным углем, а также для производства активированного угля.

Полученное в результате пиролиза биомассы жидкое топливо характеризуется большой вязкостью, поэтому содержание воды в нем поддерживается на уровне 26 %. Теплота сгорания жидкого топлива — 21 МДж/кг. Оно используется в качестве топлива для обжиговых печей на цементных заводах, печей обжига извести и в смеси с котельным топливом для котельных установок. Газы пиролиза представляют собой также топливо с теплотой сгорания ~10 МДж/кг, которые используют в основном в качестве источника технологического тепла непосредственно на установке.

Широкую известность получил процесс превращения биомассы в жидкое топливо пиролизом со ступенчатым испарением, разработанный

американской фирмой Occidental Research. В качестве сырья в этом процессе используются твердые городские отходы, древесная кора, рисовая шелуха, навоз и необработанный отстой сточных вод. В этом процессе получают жидкое топливо (выход 40 %) с теплотой сгорания 24,6 МДж/кг, которое предназначается для электростанций в качестве заменителя котельного топлива.

Канадская компания «Дина Мотив энергии систем» построила завод в провинции Онтарио для получения бионефти пиролизом до 20 видов биомассы. На этом заводе пиролизом 1 т исходного сырья — кукурузной шелухи, еловой и сосновой древесины, древесины лиственницы, багассы, березы, черного тополя, кедра, соломы, ТБО получают от 580 до 800 кг бионефти. Наилучшим сырьем является кукурузная шелуха, из 1 т которой получают 800 кг бионефти, 120 кг активированного угля и 70 кг топливных газов. Из сосново-еловой древесины получается до 70 % бионефти, 14 % угля и 13 % топливных газов; из соломы пшеницы получается 58 % бионефти, 18 % угля и 24 % горючих газов [75].

В Институте проблем химической физики РАН разработаны [78–86, 89] принципиально новые технологии и оборудование для пиролиза и газификации органической составляющей твердых бытовых отходов (в том числе — влагосодержащих); маслоотходов металлургии и машиностроения; смесей сырой нефти с минеральными частицами и адсорбентами, образовавшимися в процессе ликвидации разливов нефти; нефтеотходов на нефтяных промыслах; битуминозных песков; нефтешламов из отстойников и нефтехранилищ, содержащих тяжелые и жидкие углеводороды; низкосортного угля; отходов биомассы, в том числе, больничных и госпитальных отходов; изношенных шин и различных полимерных отходов; вышедших из употребления банкнот и фальшивых денег; древесных отходов и отходов целлюлозно-бумажной промышленности. Упомянутые процессы осуществ-

ляют в двух–трех камерных реакторах в режиме фильтрационного горения и газификации (в некоторых случаях в сверхadiaбатических условиях). Максимальную температуру в камерах реактора регулируют независимо в интервале от 800 до 1400 °С. Для обеспечения режима фильтрационного горения, пиролиза и газификации исходные ТБО и другие отходы разбавляют дисперсными термостойкими минеральными негорючими и термостойкими материалами заданного фракционного (кускового) состава. В качестве газифицирующего агента используют дымовой газ в смеси с воздухом или кислородом. В разработанных технологиях предусмотрено энергосбережение.

Разработанные [78–86] в ИПХФ РАН технологии обеспечивают экологически приемлемую переработку малогорючих ТБО и других упомянутых отходов без подвода тепла извне с высокой энергетической эффективностью и высоким выходом смол пиролиза, жидких топлив и горючих топливных газов. Твердый остаток после частичного охлаждения поступающим в реактор газифицирующим агентом выгружают из реактора и используют в строительной индустрии и в дорожном строительстве. Наиболее гигиеничный способ уничтожения мусора состоит в его сжигании. При этом необходимо утилизировать выделяющееся тепло и подвергать глубокой очистке выделяющиеся газы, водные стоки и твердые отходы. Дело в том, что в сбрасываемых в атмосферу топочных газах, а также в водных стоках, золах и шлаках (таблица 12), получаемых в процессе сжигания ТБО, находятся сконцентрированные в десятки и в сотни раз (по сравнению с содержанием их в отходах), соединения тяжелых ядовитых металлов (Bi, Ag, Sn, Pb, Cd, Sb, Cu, Zn, Cr, Hg, Ni), продукты неполного сгорания компонентов ТБО и ядовитые продукты синтеза на всех стадиях термической переработки ТБО (диоксины, полициклические ароматические углеводороды, их хлорированные производные, хлорфенолы, бром-, азот- и фосфорсодержащие соединения). Самыми

Таблица 12

Содержание токсичных металлов (отн. ед.) в блоках из цемента
с добавками летучей золы и шлаков МСЗ

Токсичный металл,	Цемент + летучая зола	Цемент + летучая зола + шлак	Обычные цементные блоки	Портланд-цемент
Цинк	18618	4482	53	29
Свинец	7278	5137	4	1
Медь	606	4668	13	9
Никель	78	109	47	18
Хром	190	146	31	38
Кадмий	731	44	0.26	0.04
Мышьяк	73	5	33	2



опасными для жизни среди них являются диоксины — смесь полихлордibenзо-пара-диоксинов и полихлордibenзофуранов, которые даже в аналитически неощутимых количествах вызывают онкологические и тяжелые, практически не излечимые кожные и другие заболевания. Диоксины образуются в зоне охлаждения, часть из них попадает в летучую золу («золу уноса») — т. е. ту пыль, которая улавливается на фильтрах. В ней концентрируются не только диоксины, но и многие соединения ядовитых металлов (таблица 12). Токсичные металлы выбрасываются в виде стабильных солей или оксидов и концентрируются в «золе уноса» и в сточных водах. Из 3–4 т ТБО образуется около тонны загрязненных диоксинами и токсичными металлами золы и шлаков и около 10 м³ сточных вод. Стоимость захоронения 1 т обычного мусора оценивается в 23 доллара, ядовитых золы и шлаков — в 210 долларов, а стоимость только одного анализа на диоксины в России приближается к 5000 долларам. Изготовление из «золы уноса» и шлаков бордюрных камней и плит не решает проблемы, так как диоксины весьма устойчивы и указанные изделия будут токсичны многие десятилетия. То же самое касается и соединений токсичных переходных металлов. Разработчики упомянутых новых технологий утверждают [78–86, 89], что токсичность образующихся в их технологиях газовых сдувок, водных стоков, а также «золы уноса» и шлаков существенно ниже, чем токсичность тех же субстанций, образующихся в процессе прямого сжигания ТБО на обычных мусоросжигающих заводах.

Процессы переработки горючих отходов, основанные на газозвоздушной газификации горючих компонент в фильтрационном сверхдиабатическом режиме по двухстадийной схеме переработки ТБО и других отходов с получением топлив, тепловой и электрической энергии, имеют много преимуществ по сравнению с процессами прямого сжигания [101]:

- процесс газификации имеет высокий энергетический КПД (до 95 %), позволяющий перерабатывать материалы с малым содержанием горючих компонент (с зольностью до 90 %) или с высокой влажностью (до 60 %);

- низкие линейные скорости газового потока в реакторе и его фильтрация через слой исходного перерабатываемого материала обеспечивают низкий вынос пылевых частиц с газообразными продуктами, что позволяет сократить капитальные затраты на газоочистное и теплоотводящее оборудование;

- очищать газообразные продукты от соединений серы, хлора, фтора и пылеобразных соединений переходных металлов оказывается проще, чем топочные дымовые газы, благодаря

более низкой их температуре, меньшему объему и более высокой концентрации загрязнителей;

- переработка ТБО и других отходов по двухстадийной схеме позволяет резко уменьшить содержание в дымовых газах «золы уноса», окислов азота, окиси углерода, соединений хлора, различных (в том числе и ароматических) углеводородов, а также диоксинов;

- выделяющиеся в рассматриваемых процессах газообразные продукты могут использоваться независимо или в смеси с природным газом для сжигания с целью генерирования тепла и электричества на ТЭС и ТЭЦ различных типов и мощностей;

- разработанные процессы обеспечивают возможность утилизации некоторых видов отходов путем извлечения из паро-газообразных продуктов их переработки компонентов нефти, жидких топлив, масел, смол.

Проблема уничтожения или утилизации твердых бытовых и промышленных отходов имеет длинную историю. Еще Д. И. Менделеев прорабатывал проблему утилизации промышленных отходов и написал статью «Отбросы» в энциклопедический словарь Брокгауза и Эфрона. Примером весьма актуальной в настоящее время проблемы такого типа является проблема утилизации отработанных автомобильных шин и других резин, полимеров и полимерных композиционных материалов. Решению этой проблемы посвящено много работ [78, 96–100]. Переработка отработанных шин основана на следующих процессах: пиролиз, термический сольволиз, получение регенерата, добавление резиновой крошки в дорожные битумы и в полимерные композиционные материалы [98]. Все процессы утилизации отработанных шин включают стадию предварительной разделки шин на куски, линейный размер которых изменяется в интервале от 25 до 300 мм с применением известных, хорошо отработанных технологий механического измельчения резины. В соответствии с [78], полученная при этом резиновая крошка смешивается с кусками такого же размера твердого негорючего неплавящегося материала в заданной пропорции. Приготовленную шихту загружают в реактор, в котором в противотоке кислородсодержащего газифицирующего агента, (например, смеси воздуха с топочными газами), организовано последовательное прохождение загруженной шихты через зону предварительного нагрева, зону пиролиза, зону коксования, зону горения при температурах от 800 до 1700 °С и зону охлаждения целевого твердого продукта до 300 °С. После этого через специальные шлюзы газообразные, парообразные и твердые целевые продукты выводятся из реактора [78]. При пиролизе шин полученные газы используются для нагрева реактора пиролиза и как газообраз-

ное топливо, жидкий конденсат — как добавка к стандартным жидким топливам или к мазуту, твердый остаток используется для получения сорбентов. Более прогрессивной и более селективной является технология утилизации отработанных автомобильных шин с использованием термического сольволиза [98]. Термический сольволиз резиновой крошки проводится в среде высококипящего растворителя иногда под давлением при более низких по сравнению с пиролизом температурах. Это позволяет увеличить количество жидких продуктов (с 45 до 65 %) за счет понижения газообразования (с 5 до 1 %), а также изменять их качество, варьируя природу растворителя. Степень растворения отработанных шин в различных растворителях при температурах 300–400 °C составляет 65–70 %. Нерастворимый остаток (25–30 %) представляет собой высокодисперсный технический углерод и неорганические добавки, используемые при производстве шин. Жидкие продукты термического сольволиза шин в основном представлены маслами на 90 % растворимыми в гексане. Средняя молекулярная масса масел, полученных при 300 °C, составляет 1000–2000 г/моль. Эти продукты состоят преимущественно из олигомеров каучуков, входящих в состав шин. При повышении температуры сольволиза наблюдается дальнейшее расщепление олигомеров до соединений со средней молекулярной массой 400 г/моль, сопровождающееся реакциями циклизации и ароматизации. По отношению к процессу термического сольволиза органические растворители делятся на инертные (не вступающие в реакции с продуктами термического распада шин) и активные, которые образуют новые соединения с промежуточными реакционно-способными продуктами распада шинной резины. При термическом сольволизе шин в гудроне в результате термохимических реакций с компонентами гудрона каучуки, входящие в состав шин, полностью разрушаются, образуя жидкие соединения, хорошо совместимые с нефтяными продуктами. Использование в процессе сольволиза доступного, не дорогого, термически устойчивого низкокипящего (при 110–180 °C) органического растворителя (толуол, ксилол, децен-1, нефрас-С 50/170), позволяет его рециркулировать, отделять твердый остаток от жидких продуктов с помощью фильтрования, использовать в процессе сольволиза катализаторы деструкции резин.

В случае применения в качестве реакционной среды в процессе сольволиза отработанных шин (например, гудрона) процесс включает две стадии — термический сольволиз и последующее термоокисление продуктов воздухом. Этот вариант процесса сольволиза осуществляется при атмосферном давлении. Технология является безотходной [98, 102]. Выделяющиеся на разных

технологических стадиях газы подвергаются утилизации путем сжигания в трубчатой печи, применяемой для нагрева исходного сырья. Продуктом превращений является высококачественный битум [103]. Он используется как органическое вяжущее в дорожном строительстве, изоляционный высокоадгезионный и строительный битум, обладающий отличным сцеплением с мрамором и гранитом, как компонент антикоррозионных изоляционных материалов для трубопроводов. Частицы сажи и жидкие продукты термического сольволиза шинной резины служат структурирующим и пластифицирующим модификаторами, соответственно, полученных битумных материалов [98, 102, 103].

ТБО все шире используются для производства синтезгаза [87]. В состав синтезгаза, получаемого из ТБО при температуре 1200 °C, входят водород (25–42 %), CO₂ (10–35 %), азот (2–5 %), метан (около 1 %) и следы сероводорода. В Японии в префектуре Чива работает завод по переработке 300 т ТБО/сутки для производства синтезгаза, идущего на получение водорода для сталелитейного завода; в префектуре Митсу — по переработке 140 т ТБО/сутки для производства электроэнергии; в префектуре Нагасаки — 300 т ТБО/сутки также для производства электроэнергии; в префектуре Курашики — 555 т ТБО/сутки для сталелитейного завода; в префектуре Юории — 450 т ТБО/сутки для паровых турбин; в префектуре Токусима — 120 т ТБО/сутки для производства электроэнергии и в префектуре Изуши — 95 т ТБО/сутки для паровых турбин [75]. В Италии, в местечке Фондотто, работает электростанция на синтезгазе, получаемом при газификации 95 т ТБО/сутки. В Германии в местечке Карлсрух на мусороперерабатывающем заводе перерабатывается 720 т ТБО в сутки для получения тепловой энергии для муниципальных целей и эксплуатации паровых турбин. При производстве синтезгаза путем газификации из 1000 кг ТБО с добавлением кислорода и 514 кг природного газа получается 890 кг синтез-газа, 230 кг минеральных веществ, 29 кг металлов, 2 кг серы, 10 кг смеси солей, 3 кг цинковых соединений и 350 кг воды.

К производству биогаза относится также получение лендфилл-газа, или биогаза из мусора со свалок [88]. В настоящее время во многих странах мира создаются специально обустроенные хранилища для ТБО с целью последующего извлечения из них биогаза для производства электрической и тепловой энергии. Так, например, в городке Сэиксаль в Португалии работает завод, перерабатывающий 4 млн. т. ТБО/год и производящий лендфиллгаз для электростанции мощностью 2 МВт. Электростанция мощностью 9,5 МВт в Мон-Сант-Гуйберт в Бельгии обеспечивается переработкой 300 тыс. т ТБО в год.

В США к 2002 г. находилось в эксплуатации 350 заводов по производству лендфилл-газа, в Европе — 750, всего в мире — 1152, объем обрабатываемых отходов — 4548 млн. т, общее количество производимой энергии — 3929 МВт [75].

Больше всего биогазовых установок находится в Китае — более 10 млн. Они производят около 7 млрд. м³ биогаза в год, что обеспечивает топливом примерно 60 млн. крестьян. Среди промышленно развитых стран ведущее место в производстве и использовании биогаза принадлежит Дании: биогаз занимает до 18 % в ее общем энергобалансе [75]. Крупные биоэнергетические промышленные станции (более 150) на базе использования биогаза построены в различных странах Европы и США.

В России ежегодно накапливается до 300 млн. т органических отходов — 250 млн. т в с/х производстве, 50 млн. т в виде ТБО. Эти отходы являются прекрасным сырьем для производства биогаза. Потенциальный объем ежегодно получаемого в России биогаза может составить 90 млрд. м³, то есть 40 млн. т нефтяного эквивалента на сумму 20 млрд. евро. Биогазовые установки небольшой мощности начали производиться компанией Центр «Эко-РОС» и Всероссийским Институтом электрификации с/х и в России.

Ожижение биомассы представляет процесс производства жидкого топлива путем взаимодействия измельченной биомассы в жидкой среде с оксидом углерода в присутствии щелочного катализатора. Реакция протекает при высоком давлении (15–25 МПа) и температуре 300–350 °C в течение 10–30 мин. Такой переработке может быть подвергнута практически любая предварительно осушенная, измельченная и суспендированная биомасса (древесина, травы, городские твердые отходы). Продуктом ожижения биомассы является вязкая жидкость с температурой кипения 200–350 °C.

Первые исследовательские работы по ожижению биомассы проводились в основном в Питтсбургском исследовательском центре (США). На основе результатов этих исследований разработан проект опытной установки, по которому в г. Олбани (шт. Орегон) лабораторией Lawrence Berkeley введена в эксплуатацию установка производительностью 3 т сырья в сутки. Теплота сгорания получаемого топлива составляет ~36 МДж/кг. Образующиеся в процессе ожижения газы отделяют от жидкой фазы и сжигают для получения технологического тепла, которое подводится к подогревателю биомассы.

Неочищенная жидкая фракция, кроме образовавшегося жидкого топлива, содержит непрореагировавшую древесину, катализатор и нерастворимые твердые вещества, для очистки от которых она направляется в сепараторное отделение. Извлеченные из неочищенного жид-

кого топлива твердые вещества и водорастворимый катализатор возвращают в систему. Общий тепловой КПД промышленной установки составляет 50–60 %.

В Оклахомском университете (США) проведен экономический анализ работы промышленной установки. Стоимость производства жидкого топлива в зависимости от производительности установки и стоимости доставки биомассы варьируется в пределах 157–346 долл./м³. Считают, что производство жидкого топлива путем ожижения биомассы экономически выгодно.

Во всех странах проводятся фундаментальные научные исследования и разработки новых более эффективных и дешевых процессов термохимического превращения биомассы в энергию и топливо. Так, в США в Федеральном исследовательском центре лесной и деревообрабатывающей промышленности разрабатывают процесс получения синтетического топлива прямым гидроожижением древесины. В качестве сопродукта получают фенолы. Недостатком процесса является быстрая потеря активности катализатора.

Канадские исследователи также занимаются проблемой прямого ожижения древесины. В университете в г. Торонто разработан процесс термохимического превращения биомассы, согласно которому древесина в воде нагревается до 340 °C в присутствии водорода и катализатора (никель Ренея) с образованием газообразных и жидких продуктов. Выход синтетического жидкого топлива в этом процессе составляет ~35 масс. %, содержание кислорода в нем ~12 %, теплота сгорания — 37 МДж/кг. После его перегонки получают топливо, идентичное дизельному нефтяному топливу и полностью совместимое с ним.

В США в государственном университете шт. Аризона разработан проект непрямого ожижения биомассы (включая городские твердые отходы) путем ее превращения сначала в смесь газов (водород, оксид углерода и олефины) путем газификации в реакторе с двойным псевдоожиженным слоем с дальнейшим превращением в жидкое топливо. Полученная при газификации смесь газов направляется в реактор, где осуществляется синтез Фишера – Тропша при температуре 250–300 °C под давлением в присутствии кобальто-алюминиевого катализатора. В результате каталитического гидрирования оксида углерода образуется низкооктановая жидкая углеводородная смесь, которая может быть использована для замены керосина и дизельного топлива. Путем модификации катализатора синтеза Фишера – Тропша исследователи пытаются получить высокооктановое топливо на основе биомассы.

В последние годы все большее внимание исследователей и технологов привлекает пере-

работка биомассы, содержащей целлюлозу (древесины, соломы и т. д.) методом гидролиза этого типа биомассы минеральными кислотами. В процессе кислотного гидролиза древесины, соломы, камыша и другой аналогичной биомассы образуются глюкоза и ксилоза, которые в дальнейшем подвергают ферментации в этанол, бутанол и ацетон, кислоты и другие органические химикаты. Основные компоненты целлюлозной биомассы — гемицеллюлоза (15–25 %), целлюлоза (30–45 %) и лигнин (5–15 %). Важнейшим среди продуктов, получаемых из этого сырья, является этанол, который используется как пищевой продукт, как автомобильное и дизельное топливо и как исходное сырье для получения многих нефтехимических продуктов — этилена, бутадиена, бензола, диэтилового эфира, этилтретбутилового эфира, дизельного топлива из растительных масел, стирола и т. п. В процессы производства этанола наряду с упомянутым сырьем широко вовлекаются и другие виды сырья. Темпы и мощности производства этанола в различных странах с каждым годом все более возрастают.

Благодаря большим успехам биологической переработки биомассы в этанол (этанольная ферментация) начали интенсивно развиваться анаэробная переработка биомассы в газообразные и жидкие топлива (метановая ферментация), а также ацетонбутанольная ферментация.

Одной из основных целей переработки биомассы является получение заменителя природного газа, который производится химическими, термохимическими и биологическими методами.

Химический процесс получения синтетического природного газа путем метанизации синтез-газа осуществляют в реакторе со стационарным слоем катализатора при температуре, не превышающей 480 °С, и молярном отношении водорода к оксиду углерода на входе в реактор

в пределах (3,10–3,15):1. Образованию метана благоприятствует высокое давление.

Некоторые характеристики производства синтетического природного газа термохимической газификацией и анаэробной ферментацией приведены в таблице 13.

Основными преимуществами превращения биомассы методом термохимической газификации являются высокие эффективность и скорость превращения. К недостаткам процесса относится возможность переработки сырья только с низким содержанием влаги, а также высокие температура и давление, сложное техническое оформление и сложное управление процессом.

В процессе анаэробной переработки или перегнивания (метановая ферментация) органические вещества разлагаются до CO_2 и CH_4 . Процесс анаэробной переработки органических отходов происходит в отсутствие кислорода с участием различных групп бактерий. Получаемый в результате метановой ферментации обогащенный метаном газ (биогаз) имеет теплоту сгорания 22,3–26,1 МДж/м³ [74].

Производство заменителя природного газа анаэробной переработкой биомассы (с влажностью 90–95 %) осуществляется в реакторе при непрерывном перемешивании в течение 15–20 сут при температуре 35 °С. При анаэробных условиях под действием смешанной популяции бактерий происходит превращение органического вещества (50 %) в метан и диоксид углерода в соотношении 60:40. Основные преимущества превращения биомассы методом анаэробной переработки: возможность переработки любого сырья, независимо от содержания влаги; осуществление процесса при низкой температуре и давлении; простота и дешевизна технического оформления и управления процессом. К основным недостаткам этого метода относится низкая степень конверсии, наличие значительного количества непрореагировавшей биомассы, низкий выход газа.

Недостатков обоих этих методов лишен процесс Biothermgas. Этот процесс комбинирует процессы биологической переработки и термохимической газификации биомассы с целью более полного превращений органических компонентов биомассы. Преимуществами Biothermgas процесса является также увеличение выделения энергии, уменьшение количества нежелательных органических остатков, самообеспечение процесса аммиаком, фосфором и другими неорганическими питательными веществами, получаемыми в процессе термохимической газификации (таблица 14) [74].

Таблица 13

Характеристика процессов получения синтетического природного газа методами термохимической газификации и анаэробной ферментации

Показатели	Термохимическая газификация	Анаэробная ферментация
Загрузка, кг летучей части твердых веществ/м ³ ·сутки	8000	1,62
Температура в реакторе, °С	750–950	33–55
Время пребывания	10–20 мин	10–20 суток
Содержание влаги в биомассе, %	<50	>80
Количество органических остатков, % от сырья	5	50
Тепловой КПД процесса, %	60	40
Состав получаемого газа	CH_4 , CO , H_2 , CO_2 , углеводороды	CH_4 , CO_2
Выход газа, МДж/м ³ ·сутки	540	11–15



Таблица 14

**Условия комбинированного биотермического процесса переработки
бермудской травы**

Условия переработки	Параметры и показатели
Анаэробная переработка	
Температура, °C	35
Объем микрокультуры, млн. /м ³	3,55
Загрузка, кг летучей части твердых веществ/м ³ сут.	2,43
Время пребывания, сутки	12
Выход метана, м ³ /кг летучей части твердых веществ	0,22
Содержание метана в биогазе, мол. %	60
Парокислородная термическая газификация	
Первая стадия: Температура, °C	800
Первая стадия: Давление, МПа	3,6
Первая стадия: Время пребывания твердых веществ в реакционной зоне, сек	1–5
Вторая стадия: Температура, °C	925
Вторая стадия: Давление, МПа	3,8
Вторая стадия: Время пребывания твердых веществ в реакционной зоне, мин	10
Химическая метанизация	
Температура, °C	440
Давление, МПа	2,9
Содержание метана, мол. %	94

В качестве сырья для производства метана методом метановой ферментации предложено использовать морские водоросли и особенно микроводоросли (микроскопические одноклеточные растения, размеры которых колеблются от 1 до 200 мкм). Продуктивность их очень высока — они увеличивают свою массу за одни сутки в 3–5 раз. Наиболее ценными с точки зрения получения заменителей ископаемых топлив (нефть, природный газ) являются микроводоросли *Spirulina maxima* и *Clorella pyrenoidosa*. Изменяя условия разведения и выращивания этих микроводорослей можно в широких пределах регулировать содержание в них липидов (от 20,2 до 77,1 %), протеинов (от 46,4 до 7,9 %) и углеводов (от 33,4 до 15,0 %) [74]. Морские водоросли и микроводоросли легко ферментируются в метан и CO₂, так как в них отсутствует лигнин, снижающий способность к ферментации многих наземных биомасс.

Получение метана путем анаэробной ферментации водорослей, осуществляется в тех же условиях и таким же образом, как и в случае анаэробной ферментации других видов биомассы. После сбора водоросли измельчаются, растираются и, если требуется, подвергаются предварительной обработке для углубления процесса биоразрушения. Затем сырье разбавляется водой (5–10 %), и суспензия подается в первый биореактор, где выдерживается 10–20 суток в анаэробных условиях при перемешивании при температуре 35 °C. После этого реакционная масса подается во второй биореактор. Газы, по-

лучаемые из обоих реакторов, используют в энергетических целях непосредственно или после обработки для удаления диоксида углерода и сероводорода. Твердая масса из второго биореактора может быть возвращена в систему для смешивания со свежей биомассой с целью увеличения питательных веществ или (после соответствующей обработки и обезвоживания) использоваться в качестве удобрения или корма для скота.

При продуктивности биомассы 5,5 т сухой массы/га-год и содержании липидов в водорослевой культуре 25 и 50 % (в расчете на сухую массу) было получено 26,3 и 32,0 м³ метана/га-год, соответственно [74].

Одно из перспективных исследований по использованию микроводорослей для производства моторного топлива осуществляется в Американском исследовательском институте солнечной энергии. По разработанному в институте проекту к 2010 г. в США намереваются производить 60–160 тыс. л/га в год жидкого топлива (бензина и дизельного топлива) с использованием микроводорослей. Микроводоросли аккумулируют большое количество липидов (до 70 %), что очень важно, так как именно они в дальнейшем превращаются в бензин и дизельное топливо. При выращивании микроводорослей в системе открытых водоемов после фазы быстрого роста водоросли переводятся из первой серии водоемов во вторую, где содержание питательных веществ ограничено; рост и деление клеток прекращается, а энергия использу-

ется для образования липидов, которые затем превращают в топливо. Липиды аккумулируются в микроводорослях в основном в виде триглицеридов и частично — в виде углеводов. Для достижения высоких скоростей роста простых видов водорослей и повышения содержания в них липидов были использованы методы генной инженерии. Как уже отмечалось, биодизельное топливо из микроводорослей предложено получать путем переэтерификации содержащихся в них липидов метанолом или этанолом под действием серной кислоты, а бензин — методом термообработки микроводорослей при 400 °С в присутствии цеолитов.

Поиску решений проблем экономии природного газа, нефти, угля, замены их на альтернативные источники энергии и уменьшения загрязнения окружающей среды уделяется все большее внимание как в развивающихся, так и в промышленно развитых странах. Одним из результатов этих поисков явилось создание установок для производства топливного газа из биомассы, которые могут использоваться в промышленности и в с/х. В частности, начинают широко внедряться небольшие установки, предназначенные для удовлетворения энергетических потребностей животноводческих ферм, скотобоен, установок по высушиванию зерна, табака, сена, лечебных трав, предприятий по выпечке хлеба, варки пива, обогрева больниц, школ, дачных поселков и т. д. Кроме того, биогаз используется как энергоноситель для производства электроэнергии, а также как сырье для получения водорода, метанола, аммиака, маргарина, синтетических масел и других продуктов.

Всего в мире используется или разрабатывается около 60-ти разновидностей биогазовых технологий [76].

В ФРГ производство энергии из возобновляемых источников энергии в 1985 году составило 5,1 млн. т н. э. (3,4 % общего производства энергии). Получаемый в ФРГ из отходов биогаз (смесь метана до 70 % и углекислого газа) наряду с природным газом используется для энергоснабжения предприятий. Его производство в ФРГ обусловлено не только возможностью экономии традиционных энергоносителей, но и ростом расходов на ликвидацию отходов.

Во Франции, как уже отмечалось, наибольшее применение из с/х отходов находит солома — один из самых доступных и дешевых видов биомассы. По подсчетам, во Франции в энергетических целях ежегодно используется до 6 млн. соломы, что соответствует энергосодержанию около 2 млн. т н. э. Потребление древесины и отходов деревообрабатывающей промышленности во Франции в 1986 г. достигло 7 млн. т н. э., что составило 4 % общего потребления энергии в стране. Наряду с этим во Франции

имеется около сотни небольших установок для анаэробной метанизации органических остатков в биогаз.

В 2000 г. удельный вес биомассы в общем энергопотреблении США приблизился к 15 %, при этом объем используемой для производства энергии биомассы возрос до 355 млн. т. Значительная часть указанного объема (61,2 млн. т у. т.) приходится на древесину и отходы деревопереработки. За счет прямого сжигания в промышленных установках и в быту, для обогрева жилищ, отходов предприятий лесоперерабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности обеспечивается около одного процента энергетических потребностей страны. На некоторых сахарных заводах США в качестве топлива используется жмых, являющийся отходом основного производства. Мощности электростанций, использующих в качестве топлива различные виды биомассы, к середине 80-х годов в США достигли 1216 МВт [74]. Объем городских отходов в США, пригодных для переработки в биогаз, достигает 163 млн. т/год. Источником получения биогаза могут быть также уже захороненные городские отходы. Объем пригодных для использования в энергетических целях захороненных под землей городских отходов в США оценен в 1,8 млн. т. [74]. Извлечение биогаза из таких захоронений осуществляется путем бурения скважин на глубину 10–30 м и создания компрессорами разницы давления между газосодержащими пластами и газосборочными скважинами. Объем выработки такого биогаза в США в 1984 г. в пересчете на энергетический эквивалент достиг 7280 млн. МДж.

В развивающихся африканских, латиноамериканских и азиатских странах роль биомассы как источника энергии значительно выше. Так, например, 85 % потребности в энергии сельского населения КНР в 2000 г. удовлетворялось за счет биомассы. В Танзании, Мозамбике, Замбии, Зимбабве потребности в энергии почти полностью удовлетворяются за счет биомассы (преимущественно за счет древесины и древесного угля). Повышение потребления биомассы в энергетических целях определяет улучшение экономических, социальных и экологических аспектов жизни любого общества, в том числе: увеличение самообеспечения топливом; уменьшение дефицита торгового баланса; создание стабильного альтернативного рынка для с/х продуктов и их отходов; увеличение занятости сельского населения; увеличение инвестиций в с/х и повышение его прибыльности.

По мере роста потребностей в энергии, с одной стороны, и истощения ресурсов и резкого подорожания природного газа, нефти и угля, с другой, биомасса может стать одним из основных источников сырья для производства энергии и многих химикатов [74, 75].

Таблица 15

**Прогноз роста вклада возобновляемых источников энергии
в мировой энергетический баланс (%) [75]**

Технологии	Г о д ы				
	1996–2001	2001–2010	2010–2020	2020–2030	2030–2040
Биомасса	2	2,2	3,1	3,3	2,8
Большие ГЭС	2	2	1	1	0
Малые ГЭС	6	8	10	8	6
Ветровые	33	28	20	7	2
Фотоэлектричество	25	28	30	25	13
Солнечное теплоснабжение	10	16	16	14	7
Солнечное электроснабжение	2	16	22	18	15
Геотермальные	6	8	8	6	4
Морские (приливы, волны)	—	8	15	22	21

Прогноз роста вклада возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мировой энергетический баланс до 2040 г. представлен в таблице 15 [75]. Из таблицы 15 видно, что скорость прироста вклада биомассы в мировой энергетический баланс существенно меньше, чем у других видов ВИЭ. Однако в 2001 г., когда в мире производилось энергии, эквивалентной 10 млрд. т н. э., вклад биомассы составил 1,1–1,2 млрд. т н. э., а суммарный вклад всех ВИЭ — 1,36 млрд. т н. э. По прогнозам, к 2040 г. общее потребление энергии в мире достигнет 13,5 млрд. т н. э. (100 %), вклад всех ВИЭ — 47,7 % (6,44 млрд. т н. э.), вклад биомассы — 23,8 % (3,21 млрд. т н. э.). Перспективы потребления биотоплив в Европе, при цене 350–450 евро за 1 т н. э. оцениваются следующим образом (млн. т н. э. в год): 2000 г. — 0,9, 2005 г. — 5,0, 2010 г. — 17,0, 2020 г. — 37,0 [75].

Широкомасштабное использование биомассы для решения топливных и энергетических проблем приведет к существенным изменениям в экономике, социальной сфере и структуре цивилизации. Специалисты подсчитали [107], в 50-х годах прошлого века добыча угля из шахт обеспечивала возврат затраченной на добычу энергии в пропорции 80:1, а к 70-м годам этот показатель уменьшился до 30:1. Нефть и газ в 40-вых годах давали возврат энергии, затраченной на добычу, в соотношении 100:1, а в 70-х — уже только 23:1. Возобновляемые источники энергии, на которых, по представлениям многих, будет основано наше будущее, дают лишь небольшой прирост вложенной энергии: использование энергии волн и приливов может давать прирост вложенной энергии в соотношении 15:1, производство электроэнергии ветряками дает примерно 2:1, солнечные батареи дают 1,9:1, а производство этанола из кукурузы дает только 1,3:1. Из этих оценочных расчетов следует, что имеется большое различие между нынешними высокорентабельными источниками энергии, основанными на невозобновляемых ископаемых природных ресурсах и будущими

низкорентабельными возобновляемыми источниками энергии. Ресурсы в низкорентабельных системах скудны и должны использоваться бережливо. Из-за малой отдачи от каждого производственного блока низкорентабельные системы удивительно сложно организованы. Чтобы совершить большую полезную работу, разрозненные энергетические отдачи посредством огромного числа передаточных устройств должны быть собраны воедино [107].

Будущее с низкой энергетической рентабельностью, если оно нас действительно ожидает, приведет к весьма значительным последствиям. Низкорентабельные энергетические системы распылены в пространстве, так как в большинстве своем они собирают солнечную энергию, а для создания источников энергии высокой мощности необходимо будет использовать большие площади земной поверхности. Цивилизация будет вынуждена выделить значительную часть земной поверхности под производство энергии. С совершенствованием технологий использования низкорентабельных распыленных в пространстве источников энергии у людей будет меньше необходимости концентрироваться в городах. У населения будет возможность расселиться по просторам страны в энергетически самодостаточных домах. При этом все оставшиеся свободные ландшафты будут задействованы, затраты на транспорт значительно возрастут, а часть существующей городской инфраструктуры окажется избыточной. Ясно, что такое будущее может быть не таким уж и плохим, т. к. с исчезновением одних возможностей появятся другие. Для многих людей переход к такому будущему покажется слишком болезненным, однако человечество пережило много болезненных преобразований. Самой насущной задачей настоящего времени является смена бездеятельного курса на активную, открытую, честную и разумную подготовку к новому будущему цивилизации [107].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из изложенного видно, что современная энергетика включает много традиционных и новых направлений выработки энергии, каждое из которых и все вместе динамично развиваются. Благодаря коллективным усилиям и широкому техническому обмену новыми технологиями это обеспечивает общее ускоренное техническое развитие общества. Масштабы потребления энергоресурсов промышленно развитыми и некоторыми развивающимися странами достигли критического значения. Цены на нефть и газ непрерывно растут. Структуры энергопотребления конкретных стран существенно различаются друг от друга. Общим для них является то, что ресурсной базой для современной энергетики является минеральное углеводородное сырье (за исключением КНР). Из-за сжигания в энергетических целях огромного количества углеводородов и угля резко ухудшается экологическая ситуация во многих промышленно развитых регионах.

Главной стратегической целью промышленно развитых стран – импортеров нефти является обеспечение их энергетической и экологической безопасности. Для этого каждая в отдельности и все вместе страны – импортеры нефти должны быть политически и экономически готовыми к различным случайностям, которые могут повлечь дестабилизацию в странах – экспортерах нефти; оказывать всяческое содействие в улучшении обеспечения безопасности нефтеперерабатывающих мощностей стран с дружественно настроенными режимами и рассосредоточить источники энергии и нефтяной импорт, сокращая долю стран Персидского залива [117].

Наряду с этими главными задачами, странам – импортерам нефти очень важно предпринять следующие меры:

- углубить партнерские взаимоотношения с производителями (в том числе — с Россией), транзитными странами и потребителями;

- создать большой стратегический запас нефти, газа и бензина;

- обновить и создать новую инфраструктуру нефте- и газопроводов;

- более широко использовать атомную энергию;

- повысить долю угля в энергетическом балансе стран – импортеров нефти;

- повысить энергосбережение;

- поощрять увеличение производства этанола, метанола и биодизеля;

- интенсифицировать исследования по разработке более дешевых, экологически приемлемых альтернативных источников энергии (в особенности, низко- и безуглеродных);

- организовать глобальное международное сотрудничество по проблемам изменения климата.

Мировая энергетика меняется, и в этом новом мире нужно новое понимание энергетических проблем и новые подходы к их решению. Решение упомянутых и других энергетических и экологических проблем требует огромных капиталовложений. Только ЕС-25 в ближайшие 20 лет в энергетiku придется вложить около триллиона евро [117].

Список литературы

1. Булатов В. Томск-7 (Россия) // Ядерная энциклопедия. М.: Благотворительный фонд Ярошинской. 1996.

2. Макаров А. Энергетическая стратегия и атомная энергетика России // Энергия. 1996. № 8. С. 2–9.

3. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции. М.: ИздАТ. 1994.

4. Меньшиков В. Отработавшее ядерное топливо: масштабы и основные проблемы. Ядерный контроль. № 29. М.: Центр ПИР. 1997.

5. Меньшиков В. Радиоактивные отходы при производстве оружейных ядерных материалов в России // Ядерная энциклопедия. М.: Благотворительный фонд Ярошинской. 1996.

6. Меньшиков В., Якимец В. Радиоактивные отходы, накопленные в России // Ядерная энциклопедия. М.: Благотворительный фонд Ярошинской. 1996.

7. Меньшиков В.Ф. Радиоактивные отходы: определение и классификация // Ядерная энциклопедия. М.: Благотворительный фонд Ярошинской. 1996.

8. Постановление Правительства Российской Федерации от 23 октября 1995 г. № 1030 «О федеральной целевой программе» «Обращение с радиоактивными отходами и отработавшими ядерными материалами, их утилизация и захоронение на 1996-2005 годы».

9. Постановление Правительства Российской Федерации от 02.04.1997 года № 367 «О финансировании работ по выводу из эксплуатации ядерных установок, радиационных источников, пунктов хранения ядерных материалов, радиоактивных веществ и радиоактивных отходов, научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по обоснованию и повышению безопасности этих объектов».

10. Проблемы безопасного развития атомной энергетики. М.: Наука. 1993.

11. Рябев Л. Д. Состояние, задачи и перспективы развития атомной энергетики России до 2000-ого и до 2010-ого года // Бюллетень центра общественной информации по атомной энергии. М.: ЦНИИАтоминформ. 1997. № 12.

12. Рябцев И., Якимец В. Три-Майкл-Айленд (США) // Ядерная энциклопедия. М.: Благотворительный фонд Ярошинской. 1996.



13. Субботин В.И. Размышления об атомной энергетике. Препринт. М.: Институт прикладной математики РАН. 1994.
14. Указ Президента Российской Федерации № 472 от 7 мая 1995 года «Об основных направлениях энергетической политики и структурной перестройки топливно-энергетического комплекса Российской Федерации на период до 2010 года».
15. Феоктистов Л.П. Идеальный реактор АЭС // Доклады Академии Наук. 1997. Т. 354. № 6. С. 755-758.
16. Экологическая безопасность России. Вып. 2. М.: Юридическая литература. 1996.
17. Яблоков А. Атомная мифология. М.: Наука. 1997.
18. Ядерная энергетика стран мира // Бюллетень центра общественной информации по атомной энергии. М.: ЦНИИАтоминформ. 1997. № 12.
19. Ядерная энергетика: вопросы и ответы. Вып. 9. История освоения атомной энергетики. М.: ИздАТ. 1996.
20. Ядерно-энергетический комплекс стран бывшего Союза. Аналитический обзор. М.: Ядерное общество. 1994.
21. Несмеянов Ан. Н. Радиохимия. 2-е изд. перераб. М.: Химия. 1978.
22. Кириенко С. Второе дыхание атома // Большой бизнес. 1996. № 4. С. 74-76.
23. Кузык Б. Глобальный сдвиг // Большой бизнес. 2006. № 4. С. 70-73.
24. Маклауд Д. Ставка на водород // Большой бизнес. 2006. № 4. С. 62.
25. Лиштва И. И., Король Н. Т. Основные свойства торфа и методы их определения. Минск. 1975.
26. Юсти Э., Винзель А. Топливные элементы. Пер. с нем., 2-е изд. М.: 1964.
27. Дасоян М.А. Химические источники тока. 2-е изд. М.: 1969.
28. Романов В. В., Хашев Ю. М. Химические источники тока. 2-е изд. М.: 1978.
29. Коровин Н. В. Новые химические источники тока. М.: 1978.
30. Багоцкий В.С., Скундин А.М. Химические источники тока. М.: 1981.
31. Чупров В. Эксперт «Гринпис России»: Эффективнее модернизировать российские газовые ТЭС, чем строить новые атомные реакторы // <http://www.volgainform.ru/allnews/620742>.
32. Сидоренко В. А. История атомной энергетики Советского Союза и России. М.: 2006.
33. Bockris J. O'M., Vesiroglu T.N., Smith W.D. Solar Hydrogen Energy. The Power to save the Earth. 1991. Macdonald & Co. Ltd. London.; Бокрис Джон О'М., Везируглу Т. Неджат, Смит Дебби. Солнечно-Водяная Энергетика. Сила, которая способна вращать Землю. 2006.
34. Месяц Г. А., Прохоров М. Д. Водородная энергетика и топливные элементы // Вестник РАН. 2004. Т. 74, № 7. С. 579-597.
35. Пономарев-Степной Н. Н., Столяревский А. Я. Водородная энергетика // Энергия. 2004. № 1. С. 3-9.
36. Атомно-водородная энергетика и технология. М.: Атомиздат. 1978. Вып. 1.
36. Arnason B., Sigusson T. I. Iceland — a future Hydrogen Economy // Intern. J. Hydrogen Energy. 2000. Vol. 25. P. 389-394.
37. Kruger P. Electric power requirement in the United States for large-scale production of hydrogen fuel // Intern. J. Hydrogen Energy. 2000. Vol. 25. P. 1023-1033.
38. Goltsov V. A., Veziroglu T. N. From hydrogen economy to hydrogen civilization // Intern. J. Hydrogen Energy. 2001. Vol. 26. P. 909-915.
39. Электроэнергетика России 2006-2010 гг. // ИНФОЛайн. 15.06.2006 г.
40. Проведение маркетинговых исследований различных сегментов рынка тепловой и электрической энергии // ИНСЭР. 15.09.2004.
41. Андреев В. М. Фотоэлектрическое преобразование солнечной энергии // Соросовский образовательный журнал. 1996. <http://www.pereplet.ru/obrazovanie/stsoros/137.html>
42. Ларионов С., Марченко Е. Использование солнечной энергии. Орск. 2000. <http://www.fos.ru/ecology/10191.html>.
43. Алферов Ж. И. Фотоэлектрическая солнечная энергетика // Сб.: Будущее науки. М.: Знание. 1978. С. 92-101.
44. Васильев А. М., Ландсман А. П. Полупроводниковые фотопреобразователи. М.: Сов. радио. 1971.
45. Грилихес В. А., Орлов П. П., Попов Л. Б. Солнечная энергия и космические полеты. М.: Наука. 1984.
46. Колтун М. М. Солнечные элементы. М.: Наука. 1987.
47. Андреев В. М., Грилихес В. А., Румянцев В. Д. Фото-электрическое преобразование концентрированного солнечного излучения. Л.: Наука. 1989.
48. Страна солнечной энергетики // Российская газета. 21.10.2005.
49. Solar energy conversion. Springer-Verlag. 1979; Преобразование солнечной энергии. Пер. с англ. М.: Энергоиздат. 1982.
50. McVeigh J. C. Sun Power: An introduction to the Applications of Solar Energy. Pergamon Press. Oxford. New York. Toronto; Мак-Бейг Д. Применение солнечной энергии. М.: Энергоиздат. 1981.
50. Brinkworth B. J. Solar Energy for Man. L.: Compton Press. 1972.; Бринкворт Б. Дж. Солнечная энергия для человека. М.: Мир. 1976.

51. Русин Н.П., Флит Л.А. Солнце на Земле. М.: Сов. Россия. 1971.
52. Вторая Всесоюзная конференция "Возобновляемые источники энергии" 28–31 мая 1985 г., г. Ереван. Тезисы докладов. 1985. Т. 1. и Т. 2.
53. Огнев И. Апология кочегарки. <http://www.rambler.ru/srch?oe=1251&words=>.
54. Энергетика за рубежом. 6 томов: Т. 1. 2002 год; Т. 2. 2003 год; Т. 3. 2004 год; Т. 4. 2005 год; Тома 5-6. 2005 год.
55. Шпильрайн Э.Э. Особенности современного топливно-энергетического комплекса России // Журнал Всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева. 1984. Т. 29. № 4. С. 365–370.
56. Наиболее крупные гидроэлектростанции дореволюционной России. <http://book.vsem.info/index.php?idpage=2011&id=201112>.
57. Энергия успеха – 85 лет эпохи отечественной электроэнергетики. <http://www.85goelro.rao-ees.ru/>.
58. Механик А. Технократический катарсис // Наука и технологии. 2005. № 4. С. 76–80.
59. Федеральная целевая Программа «Эффективная экономика» на 2002–2005 годы и на перспективу до 2010 года. <http://www.rambler.ru/srch?oe=1251&words=>.
60. Электроэнергетика России. Часть вторая. Гидроэнергетика. <http://www.rambler.ru/srch?oe=1251&words=>.
61. Максаковский В. П. Санья – Три ущелья // География. 2003, № 27–28, С. 9–12, 55–56.
62. Золотарев Т. Л. Гидроэнергетика. М.-Л.: 1955.
63. Нестерук Ф. Я. Развитие гидроэнергетики СССР. М.: 1963.
64. Гидроэнергетические ресурсы. М.: Т. 2. 1967.
65. Аргунов П. П. Гидроэлектростанции. К.: 1960.
66. Никитин Б. И. Энергетика гидростанций. М.: 1968.
67. Геотермальная электроэнергетика. http://esco-ecosys.narod.ru/2002_10/art78.htm.
68. Выморков Б. М. Геотермальные электростанции. М.-Л.: Энергия. 1966.
69. Барановский А. Паровой котел под названием Земля. <http://www.rambler.ru/db/news/msg.html?s=260000267&mid=4314004>.
70. Ветроэнергетика в Украине. http://esco-ecosys.narod.ru/2002_10/art73.htm.
71. Антропов П. Я. Топливо-энергетический потенциал Земли. М.: 1974.
72. Одум Г., Одум Е. Энергетический базис человека и природы. М.: 1978.
72. Электроэнергетика России (1999–2001 гг.). <http://www.raexpert.ru.researches/energy/electric/>.
73. Горелов Н., Гордеев И. Чубайс осветил путь «Газпрому» // <http://www.rambler.ru/db/news/msg.html?mid=8091180>.
74. Новикова Ю. А. Биомасса как источник энергии // Химическая промышленность за рубежом. М.: НИИТЭХИМ. 1989. № 10. С. 1–35.
75. Пацхава Е. С., Пожарнов В. А. В перспективе Россия – крупнейший поставщик биотоплива на мировой рынок // Энергия. 2005. № 6. С. 10–19.
76. Биоэнергетика // http://esco-ecosys.narod.ru/2002_10/art77.htm.
77. Фортон В. Е. Энергетика России: проблемы и перспективы // Ежегодник. Институт Проблем Химической Физики. Т. II. 2005. С. 65–96.
78. Манелис Г. Б., Полианчик Е. В., Фурсов В. П. и др. Способ переработки горючих отходов типа изношенных шин или подобных резиновых отходов // Пат. РФ 2062284 по заявке 94021262/26 от 23.06.1994.
79. Манелис Г. Б., Полианчик Е. В., Фурсов В. П. и др. Способ переработки твердых бытовых отходов // Пат. РФ 2079051 по заявке 94021264/06 от 23.06.1994.
80. Манелис Г. Б., Полианчик Е. В., Фурсов В. П. и др. Способ обезвреживания и уничтожения твердых отходов, преимущественно госпитальных, и устройство для его осуществления // Пат. РФ 2089786 по заявке 94021261/03 от 23.06.1994.
81. Манелис Г. Б., Полианчик Е. В., Фурсов В. П. и др. Способ обезвреживания и уничтожения твердых отходов, преимущественно бытовых, и устройство для его осуществления // Пат. РФ 2089787 по заявке 94021262/26 от 23.06.1994.
82. Манелис Г. Б., Полианчик Е. В., Фурсов В. П. и др. Способ переработки горючих твердых бытовых отходов // Пат. РФ 2150045 по заявке 98101334/03 от 22.01.1998.
83. Манелис Г. Б., Фурсов В. П., Полианчик Е. В. Способ переработки конденсированных горючих // Пат. РФ 2152561 по заявке 98101335/03 от 22.01.1998.
84. Орлов Г. К., Буянов Н. И., Петров Ю. В., Рябихин Н. П., Манелис Г. Б. Печь для термической переработки промышленных и бытовых отходов // Пат. РФ 2163326 по заявке 97112825/03 от 28.07.1997.
85. Орлов Г. К., Буянов Н. И., Петров Ю. В., Рябихин Н. П., Манелис Г. Б. Установка для термической переработки отходов // Пат. РФ 2252362 по заявке 2000121023/03 от 15.08.2000.
86. Манелис Г. Б., Фурсов В. П., Стесик Л. Н. и др. Способ переработки отходов, содержащих углеводороды // Пат. РФ 2116570 по заявке 961119443/03 от 25.09.1996.
87. Fulton L. Driving ahead // Renewable energy world. 2004. Vol. 7. P. 4.

88. Willumsen H. Landfill gas recovery plants // Waste management world. 2004.
89. Манелис Г. Б. Способ переработки горючих отходов, основанный на газификации в сверхadiaбатическом режиме // доклад на «Все-российском симпозиуме по горению и взрыву». Черноголовка. 2000.
90. Беляков В. И., Дегтярев С. Н. Способ переработки твердых бытовых отходов в компост // Пат. РФ 2210437 от 23.09.2003.
91. Коган И. Мусор — проблема физико-химическая // Наука и жизнь. 1990. № 7. С. 33–38.
92. Разнощик В. В. Огнем и микробами. М.: Стройиздат. 1976.
93. Дивилов С. Куда девать отходы? // Наука и жизнь. 1978. № 7. С. 78–83.
94. Юфит С. С. Яды вокруг нас. Классик Стиль. 2002.
95. О переработке изношенных автомобильных шин во Франции. <http://www.marketsurveys.ru/index.nsf/okonh/articles/s01008717>.
96. Murase I., Ohnishi T., Noguchi T. Highly electroconductive pyrolyzed product retaining its original shape and composition formed therefrom // United States Patent 4599193. July 08. 1986.
97. Yamaguchi K., Matsuoka S., Hayashida T. Process for converting solid wastes to gases for use as a town gas // United States Patent 4436532. March 13. 1984.
98. Андрейков Е. И., Амосова И. С., Гриневич Н. А., Чупахин О. Н. Утилизация отработанных автомобильных шин с использованием термического сольволиза // Химия в интересах устойчивого развития. 2005. Т. 13. № 6. С. 725–729.
99. Меликянц Г. Чудеса из Черноголовки. <http://www.inauka.ru/catalogue/article33005.html>
100. Деполимеризация резин в топлива и сажу // Пат. РФ 2142494
101. Экологические проблемы утилизации твердых бытовых отходов // <http://www.abitura.com/abstracts/ecology.html> 10.07.2006.
102. Амосова И. С., Андрейков Е. И., Гриневич Н. А., Чупахин О. Н. // Химия в интересах устойчивого развития. 2004. Т. 12. С. 431
103. Печеный Б. Г. Битумы и битумные композиции. М.: Химия. 1990.
104. Аргументы и факты. 2006. № 16. С. 8.
105. Мандрик И. АЭС поплывут по России, 02.06.2005 // <http://www.eprussia.ru/pressa/articles/1161.htm>.
106. Состояние и перспективы гидроэнергетики России // БИКИ. № 28. 14 марта 2006 г.; № 29. 16 марта 2006 г.
107. Тэйнттер Д. Мир без нефти: как это будет? // Sustainable Energy Forum. Marvin Center. Washington. DC. USA. 2006.
108. Данилевич Я. Б. // Сборник докладов. Форум – 2006. Китай. Харбин. 21–22 августа 2006 г. С. 140–146.
109. Лян Вэйян Энергетическое машиностроение в Китае // Сборник докладов. Форум – 2006. Китай. Харбин. 21–22 августа 2006 г. С. 27–32.
110. Развитие электроэнергетики КНР // БИКИ № 88, 05.08.2006
111. Нефть и газ. Международное энергетическое агентство о газовом потенциале России // БИКИ. № 102 от 09.09.2006. С. 12–15; БИКИ. № 103 от 12.09.2006 г. С. 14–15.
112. Состояние и перспективы мирового рынка палладия // БИКИ. № 112 от 03.10.2006 г. С. 14–15.
113. Дмитриев И. Уголька не найдется? Российский газ станет сугубо экспортным товаром уже через пару лет // Версия № С. 4. 02-08.10.2006 г.
114. Экспорт лесоматериалов из России // БИКИ № 89 от 08.08.2006 г., С. 6.
115. О мерах по обеспечению энергетической безопасности ФРГ // БИКИ № 89 от 08.08.2006. С. 14.
116. Трухний А. Д., Макаров А. А., Клименко В. В. / Под общей ред. чл.-корр. РАН Е.В.-Аметистова. М.: Издат. МЭИ. 2003. 828 С.
117. Экономическое обозрение. М.: июль 2006 год. № 4.
118. Брагинский О. Б. Нефтегазовый комплекс мира. М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. 2006.
119. Крылов О. В. Промышленные методы получения водорода // Катализ в промышленности. 2007. № 2. С. 13–29.

