

www.polpred.com

СОВЕТ ПО ВНЕШНЕЙ ПОЛИТИКЕ КОМИТЕТА ГОСДУМЫ ПО МЕЖДУНАРОДНЫМ ДЕЛАМ
С УЧАСТИЕМ МИД РФ, ЖУРНАЛА «КОРИНФ» МИНЭКОНОМРАЗВИТИЯ РФ

ЭНЕРГЕТИКА

за рубежом

Редакция выражает благодарность представителям
российских и иностранных ведомств и компаний
за помощь в сборе и подготовке информации

Автор проекта ПОЛПРЕД, гл. редактор д.и.н. Г. Вачнадзе.

Над справочником работали: И. Ермаченков, Н. Кац, А. Комаров,

И. Кравченко, М. Кулабухова, А. Купцов, К. Сальберг, Т. Стенина, Л. Тимофеева

Агентство "Бизнес-Пресс", 117049 Москва, Бол. Якиманка 35, стр. 1,

т/ф 238-6458, 238-9587, 238-2798, E-mail: b-press@rambler.ru, www.polpred.com

Отпечатано в ПИК ВИНТИ, 140010 Люберцы, Октябрьский пр-т 403

ЛР № 065260 от 02.07.97

©Г.Н. Вачнадзе, 2002

ISBN 5-900034-25-8

Энергетика за рубежом

СОДЕРЖАНИЕ

Австрия	5	ЭНЕРГЕТИКА-2001	46
Азербайджан	5	Электроэнергетика	46
Аргентина	6	Игналинская АЭС.....	47
Белоруссия	8	ЭНЕРГЕТИКА-2000	47
Бразилия	9	Мексика	48
Итоги 2000г.	9	ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА	48
Электроэнергия ветровых станций.....	9	ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА	48
Великобритания	11	НИИ электротехники	50
ЭНЕРГЕТИКА-2000	11	Монголия	51
ЭНЕРГЕТИКА-1999	12	Перу	52
Возобновляемые источники энергии	12	Португалия	53
АЭС	13	ТЭК.....	53
Новая фирма по ядерным технологиям	14	Энергетический баланс	55
Приватизация ядерной энергетики	15	ЭНЕРГЕТИКА.....	55
Германия	15	Сирия	56
Межд. выставка Enertec.....	17	ЭНЕРГЕТИКА-2000	56
Выставка TerraTec.....	17	ЭНЕРГЕТИКА-1999	56
Межд. выставка Solar Energie	18	Единая энергетическая система региона.....	57
Оценка ОЭСР развития атомной энергетики	19	США	57
Уголь	20	Альтернативные источники энергии.....	57
Грузия	20	Биомасса и бытовые отходы.....	58
Экспорт электроэнергии	20	Ветровая энергия	59
Положение в энергосекторе	21	Солнечная энергия	59
Дания	22	Обзор рынка энергоносителей США	60
Индия	24	Энергорынок Калифорнии	61
Развитие атомной энергетики.....	25	Энергополитика администрации Дж. Буша.....	63
ЭНЕРГЕТИКА-1999	25	Турция	64
Иран	26	Украина	64
Италия	27	Энергоснабжение в 2000г.	64
Казахстан	29	Реформа ТЭК.....	66
Канада	29	Ядерно-энергетический комплекс	68
ТЭК.....	29	Уругвай	69
Природные ресурсы.....	30	ЭНЕРГЕТИКА-2000	69
Кооперация по атомной энергии.....	30	ЭНЕРГЕТИКА-1999	70
Киргизия	31	Финляндия	71
Китай	32	Энергоресурсы	72
Энергетическая безопасность КНР	32	Производство и потребление электроэнергии.....	74
Атомная энергетика.....	34	Энергорынок Сев. Европы.....	75
Зарубежные компании на китайском рынке	35	Источники обеспечения прир. газом	76
Модернизация малой гидроэнергетики	35	Гос. программа энергосбережения	76
Перспективы возобновляемой энергетики	36	Франция	77
Гос. электроэнергетическая компания.....	36	ЭНЕРГЕТИКА.....	77
Угольная промышленность.....	37	Гос. политика в области энергетики.....	77
Переброска электроэнергии на Юг	40	«Электрисите де Франс».....	78
ТЭК-Цзилинь	40	Реструктуризация ядерной промышленности	79
Колумбия	41	Распределение вырабатываемой энергии	80
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА	41	АЭС	81
Уголь	42	Развитие ядерной энергетики	82
Республика Корея	43	Чехия	85
Куба	44	Чили	87
Литва	46	Швеция	89

Энергетика за рубежом

АВСТРИЯ

За счет импорта на 80% обеспечиваются потребности страны в природном газе, на 70% – в твердом топливе, на 85% – в нефти. Потребности в каменном угле целиком покрываются за счет импорта. В 2000г. 75% потребностей страны в энергоносителях покрывалось за счет их импорта.

Разведанные запасы бурого угля, пригодные к разработке, оцениваются в 60 млн.т. Запасы сырой нефти и природного газа составляют, соответственно, 15 млн.т. и 16 млрд. куб.м. Гидроресурсы для производства электроэнергии оцениваются в 55 млрд. квт.ч. в год. По состоянию на конец 2000г. освоено 65%.

1900 электростанций, в т.ч. 300 ТЭС; общая установленная мощность электростанций составляет 18 тыс. Мвт. При этом почти 1/3 ГЭС имеют мощность менее 1 Мвт. 70% производимой электроэнергии дают ГЭС. В 2000г. производство электроэнергии составило 60,4 млрд. квт.ч.

Топливо-энергетический баланс Австрии в 2000г.,

(ед.изм. (1), собств. производство (2), импорт (3), экспорт (4),
внутри. потребление, вкл. складские запасы (5):

	1	2	3	4	5
Электроэнергиямлрд.квт./ч.	60,4	11,6	13,5	58,5	
Камен. уголь, вкл. брикеты.....тыс. т.....	-	3360	-	3360	
Нефть сырая.....тыс. т.....	1063	7698	-	8761	
Бурый уголь, вкл. брикеты.....тыс. т.....	1138	119		1257	
Природный газмлн.куб.м.....	1741	6126		7718	

АЗЕРБАЙДЖАН

Впервые на НПЗ «Товарищества Нобель» в 1882-83гг. в Черном городе (Баку) была построена небольшая электростанция; в 1897г. – вторая электростанция мощностью в 550 квт. Пионером же электрификации явилось старейшее паровое общество «Кавказ и Меркурий», пригласившее германских мастеров для устройства электрического освещения на пристанях общества.

К 1913г. в Баку имелись 2 ТЭС средней мощности (Белгородская и Биби-Эйбатская) и 5 мелких общей мощностью 32 тыс.квт. В 1916г. была создана ЛЭП на 20 квт., которая обеспечивала параллельную работу имеющихся двух станций.

В 1913-16гг. бакинские электростанции занимали **третье место** по объемам вырабатываемой электроэнергии после станций Петербурга (63,3 тыс.квт) и Москвы (58,9 тыс. квт).

Имеющиеся возможности для производства электроэнергии на базе местных ресурсов с высокими тех.-эконом. показателями (нефть, газ и гидроресурсы) позволили в первые годы советской власти произвести реконструкцию старых и вводить в эксплуатацию новые мощности. Были проведены изыскательские работы на Араксе, Тертере, Самуре и Куре.

Начиная с 1944г. пущены в эксплуатацию Сумгайтская ТЭЦ (первая теплоэлектроцентраль), Мингечаурский гидроузел (1954г.) – самый крупный не только в Закавказье, но и на всем Бл. и Ср. Востоке, Варваринский гидроузел (1953-57гг.) в 16 км. от Мингечаурской ГЭС, составивший вместе с ним единый каскад.

С вводом этих мощностей новые рождающиеся промцентры в Мингечауре, Сумгаите, Дашкесане, Гяндже, Шеки, Евлахе и Агдаме получили мощную энергетическую базу. Это позволило в свою очередь также перебрасывать определенные мощности в Грузию и Армению, что положило основу создания Единой энергосистемы Закавказья, которая была связана с энергосистемой СССР (Европейская часть).

В 1959 было осуществлено строительство новой, и по тем временам уникальной, станции – Али-Байрамлинской ГРЭС. Все турбинное, котельное и вспомогательное оборудование устанавливалось под открытым небом.

К 1970г. в республике насчитывалось уже 9 крупных электростанций, удельный вес которых в общем объеме производства электроэнергии составил 98,6%.

К 1980г. количество электростанций удвоилось: вошли в строй мощности Шамхорской ГЭС, Азерб. ГРЭС и другие. К 2000г. общая мощность энергосистемы республики составила 2882 тыс.квт., что начиная с **1987г. позволило удовлетворить потребности республики в электроэнергии за счет собственной выработки.**

В целом энергомощности республики возросли к 1987г. по сравнению с 1970г. в 1,8 раза при опережающих темпах роста мощностей ГЭС, увеличившихся более чем в 2 раза, что обеспечило повышение их доли в суммарной мощности всех электростанций с 15 до 18%. К 1990г. энергосистема А. обладала самой большой за всю ее историю мощностью в 5100мвт.

Электроэнергетика республики охватывает 56 электростанций (72,7% всех предприятий ТЭК) с общей численностью персонала 18 тыс.чел. (37,7% всего персонала ТЭК) и в т.ч. – 12,8 тыс.чел. рабочих (35,2% от рабочего состава ТЭК).

Удельный вес производства электроэнергии в общем объеме продукции ТЭК составляет сейчас 23,5% и 16,3% всего пром. производства.

Основная доля электроэнергии вырабатывается на ТЭС (до 92%). Доля производства электроэнергии на ГЭС – 8-10%. Основными видами топлива на ТЭС и ТЭЦ являются мазут и газ.

В пересчете на условное топливо доля газа в топливном балансе энергосистемы страны составляет 18-20%, доля мазута 80-82%.

Основной орг. формой управления электроэнергетикой является АООТ «Азэнержи», преобразованное в сент. 1996г. на базе госкомпании того же названия. АООТ «Азэнержи» принадлежит 98,8% установленных мощностей отрасли, и 100% его акций принадлежит государству.

В собственности «Азэнержи» – ряд структурных подразделений, находящихся на самостоят. балансе. Среди них 9 ТЭС: Азерб. ГРЭС, Али-Байрамлинская ГРЭС, ГРЭС «Северная», Бакинская ТЭЦ-1, Бакинская ТЭЦ-2, Гянджинская ТЭЦ, Сумгайтская ТЭЦ-1, Сумгайтская ТЭЦ-2, Нахичеванская ТЭЦ, каскад Мингечаурская ГЭС, каскад Шамкирская ГЭС и ГЭС «Араз».

Кроме того, в состав «Азэнержи» входят 35 электросетевых структурных единиц, ряд спец. ремонтно-строит. организаций и 18 тыс. подстанций.

Протяженность линий электропередач составляет 100 тыс. км., в т.ч. 2 тыс. км. линий напряжением от 220 до 500 кв и 12 тыс. км. — 110 кв.

Энергосистема с напряжением линий в 330-500 квм. связана с соседними энергосистемами Дагестана и Грузии.

Нахичеванская часть территории А., ввиду ее географической изолированности, не имеет связи с основной энергосистемой республики, и ее энергообеспеченность осуществляется, в основном, по ЛЭП напряжением в 154 кв. от энергосистемы Турции и по линии в 133 кв. — от Ирана.

Энергетическая система А. до 1990г. была одной из самых стабильных среди систем бывших союзных республик. **По производству электроэнергии на душу населения республика была впереди таких стран, как Франция, Япония и Италия.**

С распадом СССР в этой отрасли наметились негативные тенденции. Если в 1990г. было введено мощностей на 100мвт., в 1991г. — 70, в 1993 — всего 30мвт., то в последующие 1994-98гг. ввод новых мощностей вообще отсутствует, даже за счет расширения и реконструкции уже имеющихся.

15% всей установленной мощности республиканской энергосистемы, в т.ч. 55% мощностей ГЭС, составляют агрегаты, находящиеся в эксплуатации более 40 лет. Около 30% мощности ТЭС приходится на долю оборудования, которое уже полностью выработало свой ресурс. В результате — общая мощность электростанций, начиная с 1990г., снизилась на 1200мвт. и составила на середину 1998г. всего 3900мвт. Снижение мощностей связано также и с увеличением доли мазута в топливном балансе электростанций.

В разработанную экспертами Программу инвестиций в гос. секторе включен ряд проектов в энергетическом секторе, которые нацелены на восстановление существующих электростанций, замену старого оборудования, увеличение мощностей и гарантий стабильного электроснабжения, а также завершение приостановленных проектов. Основными среди них являются следующие.

— Еникендский энергетический проект. Его целью является завершение строительства ГЭС в 112,5 мвт. с годовой выработкой электроэнергии в 350 млн. квтч. на р.Кура. Стоимость проекта 72,2 млн.долл. Источником финансирования в 53,2 млн.долл. является ЕБРР. Определены победители тендерного пакета на поставку энергооборудования — турецкая фирма «Симко-Гюнеш» и бельгийская фирма «Пауэлс Контрактинг». Работы по проекту уже начаты, и в 2000г. должны были быть закончены.

— Мингечаурский энергетический проект. Предусматривает завершение восстановления ГЭС путем обновления устаревших частей; восстановление системы Азерб. ГРЭС-Имишли-Апшерон (которая была разрушена в результате военных действий), строительство подстанции Агджабеди и ЛЭП для устойчивого обеспечения южных районов.

Общая стоимость проекта — 43,6 млн.долл. Завершены переговоры с ЕБРР на выделение 21,6 млн.долл. Ведутся переговоры с Исламским Банком (11,5 млн.долл.) и японскими банками (7,6 млн.долл.). ЕС по программе ТАСИС выделил

грант в 150 тыс.эю на подготовку тендерной документации.

— Реконструкция Бакинской ТЭЦ-1. Предусматривается сооружение двух газотурбинных установок по 50 мвт. для удовлетворения в электроэнергии пром. предприятий и НПЗ. Стоимость проекта 80 млн.долл. Внешние источники — 68 млн.долл., а «Азэнержи» должна инвестировать 12 млн.долл. Проект рассчитан на 1999-2001гг.

— Реконструкция ГРЭС «Северная». Проект предусматривает увеличение мощности основной электростанции на Апшеронском п-ове путем сооружения высокоэкономичной парогазовой энергетической установки мощностью 500 мвт., с низкими удельными расходами топлива, взамен выработавшей свой ресурс установки мощностью 150 мвт. Общая стоимость проекта — 250 млн.долл. до 2001г. Имеются тех. и фин. предложения «Сименс», АББ, «Дженерэл Электрик», «Иточу» и «Мицубиси». Японский фонд эконом. сотрудничества выделил на реализацию этого проекта 185 млн.долл.

— Реконструкция Сумгаитской ТЭЦ-1. Целью проекта является строительство газотурбинной энергетической установки в 170 мвт. Стоимость проекта — 150 млн.долл. Тех. предложения сделаны фирмой «Сименс».

Общая стоимость пяти проектов по реконструкции электроэнергетического комплекса А. составляет на 1997-2001гг. 600 млн.долл., из которых 98% составляют внешние источники финансирования.

Работы по увеличению мощностей электроэнергетических объектов и поиск внешних инвесторов идут более медленными темпами, чем выработка остатков ресурсов оборудования в эксплуатации.

АРГЕНТИНА

Едина энергосистема (Sistema Interconectado Nacional, SIN) образуется из следующих основных компонентов: электростанции, генерирующие энергию; компании-операторы распределители энергии; система транспортировки — ЛЭП различных мощностей и соответствующая инфраструктура (трансформаторы, разделители и т.д.); потребители.

В 2000г. находилось в эксплуатации 58 генерирующих электростанций с суммарной мощностью — 21963 мвт. (в 1994г. — 15445 мвт.). 26 ТЭС дают 46% от общенац. установленной мощности; 30 ГЭС — 47% и 2 АЭС — 7%, соединяющие производителей электроэнергии с предприятиями — распределителями и крупными потребителями напрямую, используют напряжение 500, 230, 132 квт.

Насчитывается 22 станции производства Дании, вырабатывающие электричество с использованием ветра. Их вклад в общий энергоресурс страны является незначит. 10 ветровых электростанций сосредоточены в Комодоро Ривадавия, остальные — в г.г.Тандил, Пунта Альта, Рио-Майо, Кутраль-Ко, Рада Тилли и Дарраченра.

Радикальные преобразования в отрасли начались в 1992г., со стартом масштабного процесса приватизации госсобственности. Направления были заданы спец. законом об электроэнергетике (Ley de Electricidad). Произведена рубрикация составляющих отрасль предприятий: 1) производи-

тели электроэнергетики, включенные в единую нац. энергосистему или систему электроснабжения Патагонии; 2) осуществляющие передачу электроэнергии и регулируемые государством как естественные монополии (самая значит. компания – Transener); 3) выполняющие диспетчерско-распределительные функции и осуществляющие собственную подачу электроэнергии потребителям (крупнейшие компании этого типа – Edenor, Edesur и Edelap); 4) крупные независимые потребители электроэнергии, потребляемая мощность которых более 2 мвт. и которые получают прямую от производителей не менее 50% потребляемой энергии.

С началом структурных преобразований и приватизации в отрасли серией регламентирующих документов Секретариат по энергетике сформировал оптовый рынок электроэнергии (Mercado Eléctrico Mayorista – MEM), контроль и регулирование деятельности которого возложено на компанию Cammesa.

В 2000г. отмечен резкий рост спроса на электроэнергию. Было произведено 78961 гвтч. электроэнергии (в 1999г. – 72548 гвтч.). Рост производства составил 9,8% (в 1999г. было 4,9%), и был достигнут в основном за счет гидроэнергетической составляющей.

Специалисты отмечают улучшение структуры отношения, спрос/предложение благодаря введению в эксплуатацию 4-магистральной ЛЭП из Комакуэ в эконом. зону Буэнос-Айреса (основной потребитель электроэнергии в стране).

В мае 2000г. компания Central Puerto завершила сооружение новой ТЭС, работающей на комбинированном цикле. ТЭС имеет 2 газовые турбины по 252 мвт. и парогенераторную турбину в 283 мвт.

В 1999г. на территории А. неоднократно отмечались перебои в подаче электроэнергии, что иногда приводило к серьезным эконом. и соц. последствиям. В I кв. 2000г. правительство объявило о намерении пересмотреть ряд положений приватизационных программ компаний, ответственных за тех. сбои, и подвергнуть аудиторской проверке их инвестиции в развитие отрасли.

А. является энергодостаточной страной, что позволяет ей 7 год подряд отказываться от введения «сезонного времени». Наличие избытка генерируемой электроэнергии позволило реализовать в 2000г. масштабный проект по организации экспортных поставок в Бразилию. Завершено строительство 490 км. ЛЭП, соединивших арг. провинции Корриентес и Мисионес и Рио-Гранде-ду-Сул в Бразилии. Долгосрочным рамочным соглашением предусматривается поставлять до 1 млн.квтч. в год на 230 млн.долл.

Между компаниями, представляющими различные способы генерирования электроэнергии, ведется жесткая конкурентная и политическая борьба. Перед лицом очевидного превосходства в объемах производства и в себестоимости энергии, генерируемой ГЭС «Ясирета», другие компании лоббируют на гос. уровне введение обязат. долгосрочных контрактов и критикуют распространенную систему контрактов – «spot».

В 2000г. было объявлено об отказе правительства от планов приватизации действующих в стране АЭС Atucha и Embalse.

Рабочий цикл АЭС «Атуча 1» заканчивается в 2004г., АЭС «Эмбальса» – в 2014 г. Необходимо

инвестировать 60 млн.долл. для проведения работ по продлению сроков эксплуатации каждой из станций на следующие 15 лет. В случае отказа от использования АЭС для их остановки, консервации и других спец. работ необходимо выделение 450 млн.долл. Не принято окончательного решения по завершению строительства АЭС «Атуча-2», что требует привлечения 3,4 млрд.долл. – для введения АЭС в эксплуатацию за 4 года.

В 2000г. осуществлены и в ближайшие годы планируются следующие крупные инвест. проекты: «Перес Компанк» (Perez Companc) ввела в эксплуатацию 3 очередь ГЭС Richi Ricun Leufu мощностью 255 мвт. Объем инвестиций составил 150 млн. долл.; компания Transener завершила строительство 4 ЛЭП из Комакуэ в Буэнос-Айрес, 1290 км. Инвестиции составили 5270 млн.долл.; эксперты ВБ рекомендовали правительствам А. и Парагвая проведение работ по реконструкции ГЭС «Ясирета» с целью поднятия уровня водохранилища с 76 м. до 83 м., что позволит увеличить производство электроэнергии на 50%. Сумма инвестиций – 5,2 млрд.долл.; Edenor в 2000г. инвестировала более 115 млн.долл. в оптимизацию инфраструктуры и работы по обеспечению безопасности сети; Endesa приступит к проектированию и прокладке еще одной ЛЭП в Бразилию. Стоимость работ – 5,3 млрд.долл.

Предсказывается продолжение роста спроса на электроэнергию как внутри страны, так и за ее пределами. До 2010г. ежегодный прирост объемов производства электроэнергии составит не менее 5%.

В течение 2000г. и последующих лет планировалось:

- строительство ам. компанией AES (AES) г.Парэна, пров.Энтре Риос ТЭС на природном газе на 826 мвт., с объемом инвестиций 448 млн.долл. Компания AES также планирует установить соединительный узел между высоковольтными ЛЭП А. и Бразилии с целью более качественного обеспечения экспорта электроэнергии в соседнюю страну. В реализацию проекта будет вложено 250 млн.долл.

- ввод в строй компанией «Плюспетрол Энерджи» ТЭС «Централь Термика Тукуман» в Эль-Брачо (пров.Тукуман) на 440 мвт. (190 млн.долл.).

- строительство компанией АББ (ABB) ЛЭП протяженностью 500 км. в приграничных с Бразилией провинциях с целью обеспечить передачу электроэнергии от производителей к потребителям в обеих странах. Планируется освоить 280 млн.долл.

- строительство компанией «Трансенер» четвертой высоковольтной (500 кв.) ЛЭП, протяженностью 1300 км. в пров.Ньюкен и Ла-Плата. Объем инвестиций составляет 300 млн.долл. После реализации проекта мощности вышеуказанной компании по транспортировке электроэнергии возрастут с 3,3 до 4,5 гвт.

- строительство и ввод в строй высоковольтной, на 500 кв., трансформаторной подстанции и ЛЭП в пров.Ла-Пампа. Предусматривается инвестировать в данный проект 37 млн.долл.

- на ГЭС «Ясирета» (Yacureta) в ближайшее время будет объявлен тендер на выполнение доп. работ на 850 млн.долл. Уровень воды в водохранилище находится на 7 м. ниже предусмотренного проектом. Для повышения уровня воды планируют

ется осуществление работ, связанных с возведением доп. дамб и укреплением береговой линии, строительством очистных сооружений, систем снабжения населения питьевой водой, защитой окружающей среды и т.п.

– ввод в строй фирмой «Централь Пуэрто» ТЭС в г. Буэнос-Айрес с общим объемом инвестиций 250 млн. долл.

– компания «Эндеса» инвестировала в модернизацию ТЭС «Док Суд» 435 млн. долл. Мощность станции после выполнения соответствующих работ достигнет уровня 800 мвт.

– компания «Капекс» инвестировала в модернизацию ТЭС в Агуа дель Кахон 122 млн. долл. Мощность станции достигнет уровня 657 мвт.

– уругвайская гос. компания УТЕ (UTE) для удовлетворения нац. потребностей заключила соглашение о закупке электроэнергии у арг. компаний. Соглашением предусматриваются поставки в Уругвай до 150 мвт. электроэнергии в осенний и весенний период и до 200 мвт. в зимний и летний период.

БЕЛОРУССИЯ

В янв. 2000г. вступило в действие Соглашение с Правительством РФ о создании Объединенной электроэнергетической системы.

Считая, что под созданием Объединенной энергосистемы на начальном этапе рассматривается совместная синхронная работа двух энергосистем и координированное диспетчерское управление, стороны обязуются обеспечить параллельную работу энергосистем и пока не создают общего органа управления. При этом энергетика стран сохраняет свою автономность. Необходимые преобразования по созданию новых структур управления объединенной энергосистемой, по оценке специалистов, планируется завершить во втором полугодии 2001г. В энергосистеме РБ имеется 40 электростанций с суммарной мощностью 7,7 млн.квт (в России – 200 млн.квт), включая 20 ТЭЦ, 9 ГРЭС и 9 электростанций при крупных предприятиях. Общая длина ЛЭП составляет 22 тыс.км.

При формировании программ реструктуризации своих объектов энергетического комплекса бел. сторона обязуется предусмотреть мероприятия по углублению интеграции с РАО «ЕЭС России». Исходя из того, что по Соглашению на следующем этапе развитие Объединенной энергосистемы будет осуществляться уже на базе отношений собственности, в бел. энергетике должно проводиться акционирование. Летом 1999г., с участием иностр. специалистов, в рамках проекта ТАСИС была завершена работа над программой «Реструктуризация и акционирование энергетического сектора Белоруссии». Президент концерна «Белэнерго» В.В.Герасимов подчеркнул, что реструктуризация отрасли уже проводится и будет выполнена в 2002г., с внесением в нее нац. особенностей, в частности таких, как сохранение условий, при которых бел. предприятия финансируют соц. инфраструктуру (детские сады, дворцы культуры и др.).

Обе стороны по Соглашению обязаны способствовать созданию согласованного механизма формирования тарифов на энергоносители, обеспечивающие функционирование объединенного

оптового рынка электроэнергии РБ и России. Они также будут осуществлять топливообеспечение на основе общих балансов, создания совместного аварийного запаса оборудования и запчастей. Стороны вырабатывают концепцию совместных действий во взаимоотношениях с энергосистемами других стран и экспорта (транзита) электроэнергии. Помимо России, бел. энергосистема непосредственно связана с Украиной, Польшей, со странами Балтии.

В 1999г. при общем объеме потребления страной 34,2 млрд.квт.ч. (в 1998г. – 33,5) 10,7 млрд.квт.ч. импортировано, в т.ч. из России – 5,5 млрд.квт.ч. Цены на поставку рос. электричества с июля 1999г. были снижены до 1,8 цента/квтч, против ранее действовавших тарифов – 2,34 цента/квтч. Вместе с тем, при общей задолженности РБ за импортную электроэнергию 106 млн.долл., долг России составляет 50 млн.

В качестве реально сложившегося фактора сотрудничества в области энергетики бел. стороной называется формирование и реализация уже в течение ряда лет Единого топливно-энергетического баланса России и Белоруссии. Имеется договоренность с РАО «ЕЭС Россия» о поставках в РБ электроэнергии в 2000г. в объеме 5 млрд.квтч, т.е. на уровне прошлого года. Помимо этого планируется повысить надежность, объемы энергоснабжения Калининградской области за счет транзита из России через сети Белоруссии, которые в 1999г. составили 2 млрд.квтч.

В условиях необходимости импортировать ежегодно до 85% энергоносителей из-за рубежа энергосбережение объявлено как магистральное направление пром. политики. По заключению работавших в стране специалистов Европейской эконом. комиссии (ЕЭК) ООН, сегодня **РБ достигла среди бывших республик СССР прогресса в области энергосбережения**, в частности, если она тратит энергии на производство единицы ВВП в 2,8 раза больше от средневропейского уровня, то Россия, Украина и Казахстан – в 4-5 раз. Белорусская энергосистема отличается сравнительно прогрессивной структурой потребляемого топлива, в которой 70% составляет природный газ. Продолжается переоснащение оборудования, внедрение газотурбинных и парогазотурбинных установок, что позволяет улучшить эконом. показатели работы станций. Ставка также делается и на развитие гидроэнергетики, в т.ч. малой мощности. В 2000г. планируется начать строительство первой плотины на Зап. Двине и разработку ТЭО еще двух станций на ней, двух – на Немане.

К вопросу об обеспечении нефтью. РБ перерабатывает и потребляет около 12 млн.т. нефти в год. Для нормального функционирования бел. экономики достаточно 10 млн.т. в год. В республике добывается ежегодно 2 млн.т. собственной нефти. С неполной загрузкой действуют Мозырский и Новополоцкий НПЗ.

Рос. нефть поставляется по цене 116-119 долл. за т. Белорусы прорабатывают возможность поставки нефти из стран дальнего и ближнего зарубежья. Эта тема, в частности, обсуждалась во время недавнего визита А.Г.Лукашенко в ОАЭ. Есть наработки по разведке и разработке рос. нефтяных месторождений силами бел. специалистов, с последующей поставкой добытых ресурсов в объеме около 1 млн.т. нефти в год на бел. НПЗ.

Белорусы рассматривают два основных варианта поставки нефти в республику как альтернативу российским: Южный — через порты на Черном море (Одесса) и Северный — через порты на Балтийском море (Вентспилс, Гданьск, Росток, Бутинге). Поставщиками нефти могут быть страны-экспортеры нефти, ведущие добычу как в районах Северного моря, так и Персидского залива.

Для реализации обоих вариантов, помимо принятия полит. решений, белорусам потребуются значительные капиталовложения для строительства доп. трубопроводов, портовой инфраструктуры. Для южного варианта необходимо 80 млн.долл., для северного — 180 млн. С учетом транспортных расходов стоимость 1 т. нефти для РБ по южному варианту составит 150 долл. за т., по северному — 170 долл.

Все рассматриваемые варианты по уровню цен дороже поставок нефти из России почти в 1,5 раза. Если в перспективе Россия будет продавать белорусам нефть по мировым ценам, то и в этом случае ее стоимость в республике будет дешевле альтернативных вариантов на величину транспортных издержек.

В 1999г. интенсивно велась работа по углублению интеграции в ТЭК. В целом выполнены совместные балансы топливно-энергетических ресурсов — в РБ поступило около 9 млн.т. нефти. Создан ряд СП по поставке, переработке нефти и реализации нефтепродуктов — «Лукойл-Беларусь», несколько компаний, входящих в холдинг «Славнефть».

Качественные изменения произошли в отношениях с «Газпромом». Снижены тарифы на поставляемый в РБ газ с 50 до 30 долл. за тыс.куб.м. Завершено строительство участка газопровода «Ямал-Европа» на территории Белоруссии.

По-прежнему острой остается проблема оплаты бел. стороной рос. энергоносителей. В связи с серьёзными долгами за газ потребителей внутри Белорусии (367 млн.долл.) задолженность белорусов за поставки рос. природного газа составили 240 млн.долл., в т.ч. «Газпрому» — 217 млн.долл.

БРАЗИЛИЯ

Итоги 2000г. Продолжается процесс приватизации. С 1995г. приватизировано — 23 компании, из которых 19 — распределяющие электроэнергию и 4 — производящие.

В 2000г. консорциум из испанской компании Iberdrola Energia, браз. банка инвестиций (BVI) и Previ (пенсионный фонд Банка Бразилии), приобрел компанию распределяющую электроэнергию «Энержика Пернамбуко» — СЕЛПЕ за 1 млрд.долл.

Iberdrola принимает участие в контроле трех компаний, распределяющих электроэнергию на северо-востоке Бразилии: Coelba, Cosern и Celpe, которые обслуживают 5,3 млн.клиентов, продают 19.076 гвт.ч. и имеют 6 тыс.рабочих мест. В планах Iberdrola принять участие в приватизации в 2001г. крупнейшей компании, производящей электроэнергию CHESF с установленной мощностью 10.700 мвт.

В 2001г. также планируется приватизация компаний производящих электроэнергию: Furnas с установленной мощностью 8200 мвт., Eletronorte — 4240 мвт., CESP — 10360 мвт. и распределяющих электроэнергию: «Сеписа», «Серон», «Семар».

В торгах примут участие компании: EDF Франция, ЕДП, Португалия, «Дуке» и «Енрон» США, «Эндеза», Чили и ряд других.

Предстоящая приватизация компании Centrais Eletricas do Maranhao (Cemar) привлекла внимание испанских компаний Union Fenosa и Hidroelectrica del Cantabrico, ам. группы Pennsylvania Power и Light. Зафиксированная минимальная цена — 380 млн.долл. Победитель торгов должен будет в течение 3 лет инвестировать в развитие компании Cemar 100 млн.долл.

В 2001г. правительство было намерено получить в казну 12 млрд.долл. за счет приватизации 29 ГЭС с общей установленной мощностью 8,8 тыс.мвт. Среди них такие, как «Серра Кебраз» — 1,4 тыс.мвт., «Эйтрейто» — 1,2 тыс.мвт., расположенные на р.Токатинс, и «Шапеко» — 840 мвт. в шт.Сайта Катарина.

В конце 2000. г. Нац. агентство по энергетике — Aneel провело торги по строительству 12 ГЭС в течение 4 лет в юж., юго-вост. и зап. р-нах страны. Общая мощность ГЭС составит 2,3 тыс.мвт. Инвестиции для осуществления строительства составят 1,6 млрд.долл. После ввода в строй ГЭС будут отчислять в бюджеты штатов, муниципалитетов ежегодно 7,4 млн.долл.

Гос. электрокомпания «Электробраз» продолжает осуществлять план развития отрасли «План Десенал», согласно которому на ближайшие 10 лет планируется довести уровень установленных мощностей до 109,4 тыс. мвт., причем производство электроэнергии на ТЭС должно быть доведено до 18%. Такое увеличение возможно в связи с приходом в Бразилию природного газа из Боливии. Общая мощность газопровода — 30 млн.куб.м. в сутки.

Прирост установленных мощностей, согласно «Плану Десенал», должен в среднем составлять 4,5 тыс.мвт. в год, что обеспечит увеличение потребления электроэнергии на 5%. На 2001-02гг. запланировано инвестировать в энергетический сектор порядка 10,4 млрд.долл.

До 2004г. планируется установить 13,5 тыс.мвт. новых мощностей, из которых 7,5 тыс.мвт. будут приходиться на ТЭС.

В 2000г. предполагалось ввести 4,5 тыс.мвт. новых мощностей, но из-за нехватки финансирования на строительство электростанций на природном газе, эта цифра составила 4,1 тыс.мвт. (6,2%).

Из 4,5 тыс. мвт., запланированных на 2001г., 2 тыс.мвт. приходится на счет импорта электроэнергии из Аргентины и 0,2 тыс. мвт. из Венесуэлы.

Установленные мощности, в тыс.мвт.

1999	2000	2001	2003	2006	2009
64,8	68,9	73,4	82,4	95,9	109,4

В 2000г. потребление электроэнергии в стране увеличилось на 4,7% по сравнению с прошлым годом и составило 310500 гвт.ч. Потребление электроэнергии в пром. секторе увеличилось на 6,3%, в торг. на 7,8%, в бытовом на 2,1%. В 2004г. общее потребление составит 41100 гвт.ч. и в 2009г. — 509700 гвт.ч.

Протяженность ЛЭП в стране составила 184,2 тыс.км, в т.ч. ЛЭП напряжением 69 кв. — 40,6 тыс.км, напряжением 138 кв. — 56.

Электроэнергия ветровых станций. Впервые ветряные турбины для выработки электроэнергии стал использовать шт.Сеара. Хотя доля ветряных турбин в общем производстве электроэнергии в

стране составляет всего 0,001%, правительства различных штатов поддерживают развитие этого источника электроэнергии несмотря на то, что по стоимости за 1 мвт.ч. он на 50% дороже, чем на ГЭС и ТЭС.

Шт. Сеара разрабатывает планы по строительству парка электростанций с ветряными турбинами по всему побережью (573 км). В стадии подготовки – межд. торги по строительству двух станций мощностью по 30 мвт. каждая в муниципалитетах Паракуру и Камосим. С вводом их в действие они обеспечат 4% спроса на энергию во всем штате.

Инвестиции в строительство этих станций составят 60 млн.долл., из которых 60% приходится на Japan Bank International Cooperation (JBIC) и 40% на энергокомпанию шт. Сеара Coelce. Район считается наиболее благоприятным для такого вида станций, т.к. сила ветра достигает 9 м./с.

В конце 2001г. немецкая группа Thyssen Krupp должна была установить еще один парк ветряных турбин в Паракуру, куда поставлено 133 турбины общей мощностью 100 мвт. Инвестиции составят 120 млн.долл.

Другая немецкая фирма Furfment подписав протокол о намерениях по установке на побережье штата турбин общей мощностью 150 мвт. Фирма Made, контролируемая испанской компанией Endesa, начала переговоры с правительством штата по вопросу установки турбин мощностью 80 мвт.

Правительство штата Рио-Гранде ду Сул планирует в течение 5 лет производить 30-50 мвт. электроэнергии на ветряных турбинах и в течение следующих лет увеличить до 100 мвт.

В 2001г. на побережье штата установлены 8 вышек 40-50 м. высотой с приборами в целях изучения скорости, продолжительности, направления ветров. Еще 21 вышка будет установлена в прибрежных районах и на озерах Патус и Мирим. Первые данные показали, что скорость ветра достигает 8,5-9 м./с. В проектах участвуют фирмы Wobber Windpower (компаньон компании Enercon, Германия), Gamesa Energia, Испания с технологией фирмы Vestas, Дания.

Энергокомпания Coelba, шт. Байя, также заинтересована в строительстве станций, использующих силу ветра. В различных районах штата установлены анемометры для определения скорости ветра. Первые данные показали, что скорость 7 м. в секунду – минимум, который необходим для выработки электроэнергии. После определения наилучших мест по силе ветра, будут проведены торги по строительству станций.

Дефицит электроэнергии в стране привлекает иностр. компании вкладывать средства в реализацию проектов по строительству электростанций, использующих силу ветра, и в штате Рио-де-Жанейро.

Консорциум, состоящий из японской компании Marubeni и ам. Sea West, установит измерительные вышки для определения потенциала ветров в р-не Кампус, где планируют инвестировать до 2002г. 100 млн.долл. в строительство электростанции. Пробные замеры показали скорость ветра 7 м./с.

Также консорциум планирует сбор данных в районах Лагос и Кабо Фрио. В р-не Лагос испанская группа Gamesa уже установила свои измерительные вышки, а французская фирма Siif начнет эту работу в 2002г.

Энергетика-99. В 1999г. в ТЭК Бразилии продолжался процесс приватизации гос. предприятий. С 1995г. по 2000г. приватизирована 21 компания, из которых 17 распределяют электроэнергию и 4 – вырабатывают. Приватизация ТЭК, проводимая под руководством БНДЕС, уже принесла в бюджет страны 30,5 млрд.долл. и до конца 2000г. должна достичь 45-50 млрд.долл.

В 1999г. ам. компанией Duke Energy за 658 млн.долл. была куплена компания, производящая электроэнергию – «Жераско де Энержиа Элетрика Паранапанема»; североам. группой AES приватизирована компания «Жераско де Энержиа Элетрика Тиете» за 472 млн.долл.; консорциумом из испанской Iberdrola Energia и браз. Previ была куплена компания, распределяющая электроэнергию – «Энержика Пернамбуко, СЕЛПЕ», за 1 млрд.долл.

В 2000г. планируется приватизация крупнейших компаний производящих электроэнергию: Гидроэлектрокомпания Сан-Франциско с установленной мощностью 10700 мвт., «Фурнас» – 8200 мвт., «Элетронорте» – 4240 мвт., СЕСП – 10300 мвт.; распределяющих электроэнергию: «Селиса», «Пиауи», «Серон», «Рондония», «Семар», «Мараньяо».

В 2000г. планировалось установить 4,3 тыс. мвт. новых мощностей, из которых 1 тыс. мвт. приходится на станции, работающие на газе и 1,3 тыс. мвт. – на АЭС «Ангра-2».

Ввод новых мощностей в 2000г. ГЭС: Ita – 580 мвт., Porto Primavera – 302,4, Manso – 52,5, – Rosal – 27,5 мвт.; Ангра II (АЭС) – 1310 мвт., ТЭС: Uruguaiana – 460, Cuiaba – 330, Volta Redonda (CSN) – 230, Arjona – 40, Fornecimento de Argentina – 1000 мвт.

В 1999г. предполагалось ввести в эксплуатацию станции общей мощностью 5,2 мвт., но из-за нехватки внутреннего и внешнего финансирования на строительство электростанций, работающих на природном газе, эта цифра составила 2,6 тыс. мвт.

Из 4,3 гвт., запланированных на 2000г., 1 гвт. приходится на импорт электроэнергии из Аргентины.

Согласно приоритетной программе по строительству ТЭС, до 2003г. в стране будет введено в строй 44 станции, работающих на природном газе, угле, мазуте с общей мощностью 15 гвт. Для осуществления данной программы потребуются инвестиций на 6 млрд.долл., которые планируется получить через БНДЕС.

В 1999г. потребление электроэнергии в стране увеличилось на 3,2% по сравнению с прошлым годом и составило 296,588 гвтч. против 287392 гвтч. Потребление электроэнергии в пром. секторе увеличилось на 0,9%, в торговом – на 6,2%, в бытовом на 5,6%. Приrost установленных мощностей в электроэнергетике в 1999г. составил 2,6 гвт. (4,2%).

1997г. 1998г. 1999г. 2000г.* 2003г.* 2006г.* 2009г.*
Уст. мощность60.....62,2.....64,8.....69,175.....90.....104

Примечания: * – прогноз; мощность указана в гвт.

Для увеличения установленных мощностей в электроэнергетическом секторе страны в компании «Электробраз» существует ряд проектов: введение в строй в течение 4 лет более 40 термостанций на природном газе, в т.ч. таких как «Санта Бранка» (1067 мвт.), «Порте Флюминенсе» (720 мвт.), «Вале ду Параиба» (480 мвт.), «Кариоба» (750 мвт.), «Термосул» (750 мвт.), «Витория» (500 мвт.); поставка электроэнергии из Аргентины (1000

мвт.), Уругвая (600 мвт.); введение в строй 2 турбин по 700 мвт. на ГЭС «Итайпу»; завершение строительства ГЭС «Салто Кашиас» (1240 мвт.), «Ита» (1450 мвт.), «Порту Примавера» (1814 мвт.).

Протяженность ЛЭП в стране составила 162,9 тыс.км., в т.ч. ЛЭП напряжением 69 кв. — 40 тыс.км., напряжением 138 кв. — 55,4 тыс.км., напряжением 230 кв. — 31 тыс.км., напряжением 500 кв. — 15,7 тыс.км., одна линия напряжением 600 кв. постоянного тока протяженностью 1,6 тыс.км. и одна линия напряжением 750 кв. — 1,7 тыс.км.

Общая мощность установленных подстанций напряжением 25-750 кв. составляет 297,5 тыс.мва., в т.ч. подстанций на 25-75,3 тыс.мва., 138 кв. — 46,5 тыс.мва., 230 кв. — 35,1 тыс.мва., 345 кв. — 34,5 тыс.мва., 500 кв. — 49,5 тыс.мва., 750 кв. — 16,7 тыс.мва.

Основным производителем и потребителем электроэнергии в Бразилии продолжает оставаться регион Юго-Востока, куда входят шт. Рио-де-Жанейро, Сан-Паулу, Минас Жерайс, Эспириту Санто. На долю этого региона приходится 42% произведенной и 58% потребляемой электроэнергии.

Производство электроэнергии в Бразилии в 1999г. на всех типах электростанций составило 320974 гвтч., т.е. на 7,3% больше чем в 1998г.

В связи с приходом в Бразилию природного газа из Боливии и планами «Электробраз» по строительству термоэлектростанций инофирмы проявляют заинтересованность в их строительстве.

Консорциум, состоящий из ам. фирмы El Paso и браз. холдинга CS Participacoes, подписал соглашение с компанией «Электробраз» на строительство ТЭС «Порту Белью», «Рондония» мощностью 340 мвт. с инвестициями в 230 млн.долл. Также планирует принять участие в строительстве ТЭС «Араукария» — 480 мвт., «Макае» — 520 мвт., «Манаус» — 250 мвт.

Ам. компания «Енрон» начнет строительство ТЭС на 240 мвт. в шт. Рио-де-Жанейро, которая будет ежедневно потреблять 1,1 млн.куб.м. газа.

ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

Энергетика-2000

Продолжает оставаться одним из наиболее высококоррентабельных секторов экономики страны. Великобритания входит в десятку крупнейших нефтегазодобывающих стран мира.

Производство энергоносителей в 2000г. в Великобритании снизилось по сравнению с 1999г. на 2,7% и составило 289,7 млн. т.н.э.

Ведущими энергетическими компаниями Великобритании являются «ВР», «Шелл», которые имеют сильные позиции на внутр. и мировом рынках.

Общее потребление электроэнергии и энергоносителей в 2000г. увеличилось по сравнению с 1999г. на 1% и составило 231,7 млн. т. в нефтяном эквиваленте. Потребление угля и др. видов твердого топлива выросло на 5,7%, газа — 3,9%, в то время как потребление нефти снизилось на 1,6%, электроэнергии, произведенной на АЭС и ГЭС, упало соответственно на 10,7% и 6,6%.

Добыча нефти снизилась в 2000г. на 7,9% и составила 126,3 млн.т. (1999г. — 137,1 млн. т. В то же время добыча прир. газа в 2000г. возросла на 9,5%, достигнув рекордного уровня.

Налоговая система в сфере добычи нефти на территории Великобритании и ее континентальном шельфе существенно отличается от общей налоговой системы страны. Она включает 3 основных элемента.

Роялти (Royalty) — ставка налога составляет 12,5% от общей стоимости нефти и газа, оцененной на данном месторождении. Указанный вид налога представляет собой платеж, который компания осуществляет в обмен на право владения лицензией.

Налог от продажи нефти (Petroleum Revenue Tax). Данный вид налога установлен в соответствии с законом о налогообложении нефти от 1975г. (The Oil Taxation Act 1975), а также изменениями к нему, вытекающими из закона о финансах от 1993г. (The Financial Act 1993). Это спец. вид налога, который выравнивает доходы компаний, работающих на месторождениях с разными геологическими и, соответственно, эконом. условиями. По своей сути этот вид налога представляет собой эконом. рентную плату.

Корпорационный налог (Corporation Tax). Указанный вид налога является обычным, который применяется ко всем брит. компаниям. С апр. 1999г. ставка налога установлена в размере 30% от прибыли.

Сохраняются серьезные проблемы с привлечением инвестиций, обусловленные высоким уровнем кап. затрат на разработку месторождений Сев. моря по сравнению с месторождениями в др. странах. Однако благодаря высоким ценам на нефть инвестиции в разработку нефтегазовых месторождений Сев. моря в 2000-01гг. возрастут на 33% (с 3 млрд. ф.ст. в 2000г. до 4 млрд. ф.ст. в 2001г.).

Благодаря высоким ценам на нефть прибыли компании «ВР» в 2000г. выросли до 14,2 млрд.долл. Чистая прибыль группы компаний «Шелл» почти удвоилась по сравнению с пред.г. и составила 11 млрд.долл. Это привело к росту стоимости их акций, котировки которых поднялись более чем на 5%.

По данным минторговли и промышленности Великобритании, в 2000г. добыча прир. газа возросла на 9,5% по сравнению с 1999г. и составила 1259939 гвтч.

Производство прир. газа в Великобритании, гвтч.

Валовое произ-водство	Добыча газа			Объемы газа импорта на терм-налах		
	потреблен-ного произ-водителем	экспорта	изменения запасов и др. потерь			
1995г.....	822,726.....	49,249.....	11,232.....	4,278.....	19,457.....	777,424
1996г.....	978,453.....	55,871.....	15,203.....	4,854.....	19,804.....	922,329
1997г.....	998,343.....	58,281.....	21,666.....	4,668.....	14,062.....	927,790
1998г.....	1,048,353.....	65,468.....	31,604.....	5,787.....	10,582.....	956,076
1999г.....	1,150,629.....	62,228.....	85,189.....	4,816.....	12,863.....	1,011,259

Источник: минторговли и промышленности Великобритании

По данным минторговли и промышленности Великобритании, добыча угля в 2000 г, снизилась по сравнению с 1999г. на 13,1% и составила 32,5 млн. т. (1999г. — 37,4 млн.т.). 56% добытого угля было получено шахтным способом, 41% — с угольных разрезов и 3% — за счет вторичной переработки. В то же время, импорт угля вырос по сравнению с 1999г. на 26,6% и составил 27,2 млн.т.

В электроэнергетике в результате приватизации и реорганизации число компаний-производителей электроэнергии увеличилось с 7 в 1990г. до 35 к

1999г. Доля ведущих компаний (National Power и PowerGen) в производстве электроэнергии сократилась с 74% в 1990г. до 39% в 1999г.

Распределение электроэнергии осуществляется через 12 региональных электроэнергетических компаний. Они действуют в соответствии с положениями лицензий о поставке электроэнергии потребителям и должны обеспечивать равный доступ к их распределительной системе для создания конкуренции в области поставок и потребления электроэнергии.

Производство электроэнергии и ее потребление, гвтч.

	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.
Произведено					
электроэнергии	313,96	326,29	324,14	334,97	336,30
Использовано на					
собственные нужды	18,79	19,11	17,81	19,07	18,77
Чистый импорт	16,31	16,68	16,58	12,48	14,24
Покупки из					
др. источников	3,20	3,25	3,35	3,28	3,30
Всего электроэнергии					
к потреблению	314,67	327,11	326,27	331,66	335,06

Источник: минторговли и промышленности Великобритании

В 2000г. брит. правительство разрабатывало меры в области энергетики по сохранению окружающей среды. По планам МТП Великобритании в ближайшей перспективе 10% всей электроэнергии должно вырабатываться за счет возобновляемых источников энергии (2,6%).

Энергетика-1999

В 1998г. суммарная выработка электроэнергии в стране составила 334 млрд.квт.ч., что на 1,6% больше, чем в предыдущем году. Внутреннее потребление электроэнергии практически полностью обеспечивается за счет местных энергоресурсов и мощностей.

В 1998г. общее число брит. компаний, владеющих лицензиями на право производства электроэнергии, превысило 50, что почти на четверть больше, чем в предыдущем году. Продолжался процесс либерализации электрического рынка страны; полностью открыт для конкуренции с июня 1999г.

Позиции ведущих электропроизводящих компаний Англии и Уэльса сохраняют «Нэшнл Пауэр», «Пауэр Джен», «Бритиш Энерджи», «Истерн Груп» и «Мэгнокс Электрик», на долю которых приходится соответственно 27, 25, 12, 11 и 5% от всей производимой электроэнергии. В Шотландии монополиями производителями энергии остаются «Скотиш Пауэр» и «Скотиш Хайдро Электрик», в Сев. Ирландии – «Найджен», «Премьер Пауэр» и «Кулкирэ Пауэр».

Характерен переход от использования традиционных для страны энергоносителей (уголь и нефть) к газу, применяемому в газотурбинных установках комбинированного цикла (ГТУКЦ). В 1998г., ГТУКЦ произвели 28% от общего объема электроэнергии, что в несколько десятков раз больше, чем в начале 90 гг. В стране эксплуатируется 20 подобных электростанций, эффективность которых равняется 70% и превышает аналогичный показатель для традиционных электростанций почти в 2 раза. Выбросы диоксида серы с ГТУКЦ сведены к нулю, а выбросы углекислого газа – на 55% ниже, чем с угольных ТЭС. Правительство наложало 5-летний мораторий на строительство новых ГТУКЦ с целью поддержать местные угледобывающие компании.

Вся производимая в Англии и Уэльсе электроэнергия поступает в Единую нац. сеть. Дальнейшее распространение электроэнергии осуществляется через локальные сети, которые до июня 1999г. контролировались региональными компаниями-дистрибутерами (7 из которых принадлежат ам. фирмам), имеющими монопольное право на продажу электроэнергии потребителям с объемами заказов до 100 квт. С июня 1999г. электро рынки Англии и Уэльса полностью открыты для свободной конкуренции, независимо от объема сделок. Потребители имеют возможность заключать сделки непосредственно с производителями электроэнергии, другими региональными компаниями (вне зависимости от территориальной принадлежности), независимыми поставщиками.

Процесс либерализации электрических рынков Шотландии и Сев. Ирландии будет более продолжительным. Позиции «Скотиш Пауэр», «Скотиш Хайдро Электрик» и «Нозерн Айленд Электрисити» сохранятся здесь еще длительное время, в силу относительно небольших объемов шотландского и североирландского рынков и их изолированности (особенно, рынка Сев. Ирландии).

Возобновляемые источники энергии. Соединенному Королевству принадлежит одно из ведущих мест в Европе по изучению и использованию альтернативных источников энергии. Вместе с тем, доля электроэнергии, вырабатываемой за счет переработки энергии солнца, ветра и воды, а также за счет сжигания болотного газа, пром. и бытовых отходов, не превышает 2% от общего объема производимой в стране электроэнергии (для сравнения в Швеции аналогичный показатель равняется 25%, в Дании – 7%).

Правительство, заявив о намерении **покрывать за счет использования возобновляемых источников энергии 10% потребностей страны в 2010г. и 20% – в 2025г.**, поддерживает разработку передовых технологий субсидиями, а в области эксплуатации – преференциями. Принятый в 1989г. «Закон о производстве и использовании электроэнергии (Electricity Act), предоставляет министру энергетики право периодически устанавливать для региональных компаний-дистрибуторов обязательства за заключать с производителями электроэнергии из неископаемого топлива контракты по ценам, несколько превышающим рыночные. Данные обязательства регулируются гос. директивами, в т.ч. Non Fossil Fuel Obligation (NFFO) – для Англии и Уэльса; NI NFFO – для Сев. Ирландии и Scottish Renewable Obligation (SRO) – для Шотландии.

Под NFFO было заключено 794 контракта на поставку 3271 мвт. электроэнергии. Вступили в силу 86 контрактов на поставку 222 мвт., заключенные под SRO и NI NFFO.

Повышенный интерес к освоению альтернативных источников энергии проявляют и ведущие брит. нефтегазовые компании. «Шелл» и «Бритиш Петролеум» инвестировали 300 и 160 млн.ф.ст. на освоение энергии ветра. «Форд» установил на крыше своего завода в Уэльсе крупнейший в Европе генератор по переработке солнечной энергии. Данный проект стоимостью 1,5 млн. ф.ст. финансировался минпромышленности и торговли Великобритании и ЕС. Последние нацелены на достижение зафиксированных в Киотском протоколе показателей снижения выбросов

«парниковых» газов к 2008-2012г.г. на 12,5% по сравнению с уровнем 1990г., а CO₂ — на 20% к 2010г.

Правительство определило основные направления поддержки НИОКР в данной области, исходя из анализа существующих и перспективных технологий, оценки и прогноза рынка электроэнергетики.

Краткосрочная программа (до 2002г.) включает использование уже разработанных технологий, в частности энергии сжигания биоотходов, мусора, прибрежного ветра, гидро-, солнечной энергии.

Среднесрочная программа (до 2010г.) предусматривает проведение научно-исследовательских работ в области использования биомассы, прибрежного ветра, топливных ячеек и фотоэлектрической энергетики.

Долгосрочная программа (после 2010г.) включает разработку технологий, имеющих значит. потенциал, но требующих доп. усилий и средств на проведение исследований. В частности, использование энергии волн, разработка топливных ячеек, встроенных в здание фотоэлектрических элементов.

Перспективная программа (на период после 2025 год) предусматривает проведение фундаментальных исследований, в частности по использованию энергий приливов-отливов, теплых геотермических источников и океанских течений.

На реализацию программы работ в данной области, особенно для поддержки конкурентоспособности возобновляемых источников энергии, правительство выделяет 130 млн.ф.ст. в год. Предусматривается также создание нормативно-правовой базы для формирования необходимого рынка, обоснования норм и схем защиты окружающей среды, разработка стандартов по ограничению выбросов в атмосферу, нац. стратегии по решению проблемы отходов применения новых технологий. Основные результаты принимаемых мер: разработана программа исследований и демонстраций по использованию новых технологий в пром. сфере; создана соответствующая отрасль промышленности, включающая 700 фирм и организаций со штатом 3,5 тыс.чел.

Территория Великобритании считается наиболее подтвержденной воздействием ветров в Европе. В фев. 2000г. две крупнейшие брит. энергетические группы Royal/Dutch Shell и PowerGen объявили о начале работ по программе получения энергии ветра в шельфовой зоне. Проект, обеспечивающий выработку 2 мвт., будет развернут на расстоянии 1 км. от северо-западного побережья Англии в районе г.Блайс, что позволит обеспечить электроэнергией 3 тыс. домов.

Министерство уведомило поставщиков электроэнергии на потребит. рынок, что они будут обязаны закупать у компаний-производителей до 10% энергии, полученной с использованием возобновляемых источников. Правительство планирует направить часть от 50 млн.ф.ст., оставшихся от средств, собранных за счет налогообложения пром. предприятий, не выполнивших показателей по плановому сокращению выбросов парниковых газов, на проекты «зеленой энергетики».

Компания Energy Power Resources, ведущая строительство станции, работающей за счет сжигания соломы (стоимость проекта 60 млн.ф.ст.) и установки по сжиганию отходов ферм по производству свинины (стоимость проекта 22 млн.ф.ст.),

поддерживает новую инициативу правительства, считая что она будет способствовать появлению проектов по более широкому спектру применений новых технологий. К их числу относится и проект, оцениваемый в 160 млн.ф.ст., по строительству в Лондоне электростанции, работающей на сжигании мусора.

Стоимость электроэнергии, производимой на брит. береговых ветровых установках, сопоставима с потребит. стоимостью в 2,5 пенса за квт., получаемой с помощью обычных генераторов. Однако проекты шельфовых ветровых установок по-прежнему требуют фин. поддержки.

АЭС

Значительной остается и доля электроэнергии, **вырабатываемой на АЭС — 27,3%**. В планах правительства — снижение доли участия АЭС в производстве электроэнергии: этот показатель предполагается уменьшить к 2005г. — до 18,5%, а к 2100 — до 13,1%. **Эксплуатируется 35 АЭС. Выделение бюджетных ассигнований на строительство новых АЭС прекращено.**

Крупнейшим владельцем приватизированных АЭС является группа «Бритиш Энерджи». Ее дочерняя компания «Нюклиар Электрик» оперирует в Англии и Уэльсе пятью АЭС с реакторами типа АGR (газоохлаждающие реакторы) и одной АЭС с реактором типа PWR (водоохлаждающий реактор высокого давления). Другая дочерняя компания, принадлежащая «Бритиш Энерджи», «Скотиш Нюклиар», осуществляет энергопоставки в Шотландии через две имеющиеся АЭС с реакторами типа АGR.

Совокупная мощность реакторов, принадлежащих «Нюклиар Электрик», равняется 7,2 тыс.мвт. Аналогичный показатель для реакторов «Скотиш Нюклиар» составляет 2,4 тыс.мвт. Шотландская компания продает 74,9% произведенной электроэнергии компании «Скотиш Пауэр», а 25,1% — компании «Хайдро Электрик».

Крупнейшим неприватизированным оператором АЭС остается компания «Бритиш Нюклиар Фьюэлз», BNFL. Основным профилем деятельности компании является производство, использование и утилизация ядерного топлива.

С середины 1998г. BNFL вела переговоры с администрацией Мурманской обл. о реализации проекта в рамках межд. консорциума (с участием ряда европейских государств и финансированием ЕБРР) по строительству хранилищ для отработанного ядерного топлива подлодок Северного флота РФ, с последующей транспортировкой для переработки на другие предприятия России, в частности, расположенные в г. Челябинск-70.

В конце дек. 1999г. руководство BNFL объявило о покупке за 485 млн.долл. ряда предприятий шведской энергетической компании АBB, занятых в производстве ядерного топлива с общим штатом 3 тыс.чел. Покупка АBB была осуществлена за счет собственных средств BNFL и расценивается как новый шаг в укрупнении и укреплении позиций компании после **приобретения весной 1999г. за 1,2 млрд.долл. ам. компании Westinghouse**. Предприятия Westinghouse приносят около одной трети годового дохода компании BNFL.

В результате этого приобретения BNFL значительно расширяет свои тех. возможности, получая, в дополнение к имеющимся у компании современ-

ным технологиям для газоохлаждаемых реакторов (AGR) и с водой под давлением (PWR), также мощности ABB по разработке и производству ядерного топлива для реакторов с кипящей водой (BWR). Компания получает доп. выход на рынки в США, Швеции, Германии и КНР. BNFL расширяет сотрудничество с Ю. Кореей в соответствии с долгосрочными соглашениями ABB о технологической поддержке эксплуатации 6 реакторов PWR.

Приобретение шведской компании значительно усиливает положение BNFL в конкурентной борьбе с другими на рынке услуг и ядерных материалов, даже после недавнего решения Siemens и Framatom по созданию совместной компании по производству ядерного топлива.

BNFL ведет также переговоры с немецкой фирмой Uranit и голландской Dutch Urenco о возможности приобретения у них акций компании Urenco. Указанные три фирмы владеют равными частями Urenco. Немецкие фирмы Preusselekttra и RWE, владеющие Uranit, готовы уступить свою часть акций BNFL. В отношении голландской фирмы, усилия BNFL направлены на покупку партнера Dutch Urenco – фирмы UCN (на 98% принадлежит голландскому правительству). В случае успеха брит. компания получит полный контроль над крупными мощностями по обогащению урана и сможет выходить на рынок с полным комплексом услуг в области ядерного топливного цикла, начиная с обогащения урана, производства топлива и заканчивая переработкой облученного топлива и утилизацией отходов.

Франц. компания Cogema заявила о своей готовности заплатить немецким владельцам акций Urenco в два или три раза больше, чем предлагает BNFL. Намерение не допустить приобретение Urenco компанией BNFL было высказано представителями Cogema в ходе встречи с руководством минэкономики Германии в янв. 2000г.

Правительство планировало приступить к приватизации BNFL, в частности, продать 49% компании, оцениваемых 1,5 млрд.ф.ст. до весны 2001г. Фин. советником BNFL по проведению частичной приватизации в рамках программы Public Partnership в окт. 1999г. назначен Credit Suisse First Boston (CSFB). Однако привлекательность BNFL для частного капитала может оказаться под угрозой из-за значит. тех. проблем.

В дек. 1999г. руководство BNFL признало, что персонал компании представил сфальсифицированные данные контрольных измерений на партию МОКС-топлива, направленную в Японию на АЭС компании Kansai Electric Power. Факт предоставления данных без проведения измерений был подтвержден независимым расследованием, предпринятым брит. инспекцией по безопасности ядерных установок (Nuclear Installations Inspectorate) и японскими специалистами. Правительство Японии немедленно ввело санкции, в частности запрещающие импорт МОКС-топлива, произведенного на BNFL. Поставленное МОКС-топливо, несмотря на заверения BNFL, что оно надежно и безопасно, будет возвращено брит. стороне. Руководство компании Kansai Electric Power не позволило BNFL участвовать в тендере на поставку МОКС-топлива и переработку облученного топлива, а также ввело 4-месячный запрет на предоставление брит. компании контрактов на поставку традиционного уранового топлива.

Перспектива потери японского рынка МОКС-топлива ставила BNFL в сложное положение. Ни один из брит. ядерных реакторов не имеет лицензии на использование МОКС-топлива, поэтому BNFL, в отличие от Cogema (Франция) и Belgoncleare (Бельгия), внутреннего рынка для этого вида топлива не имеет. Японии были представлены офиц. извинения компании BNFL, министра энергетики. Немецкая компания Preusselekttra оставила эксплуатацию одного из своих реакторов с брит. МОКС-топливом и заявила, что документация на него также сфальсифицирована.

В целом, возможности BNFL соблюдать при изготовлении продукции межд. стандарт контроля качества ISO 9002 был поставлен под сомнение. Брит. компания «Ллойд Регистр» после тщательного расследования подтвердила в янв. 2000г., что продукция BNFL может удовлетворять требованиям стандарта при условии модернизации производственных мощностей и переподготовки персонала. Экспериментальная установка, на которой BNFL производила МОКС-топливо, остановлена, все 120 чел. персонала отправлены в отпуск. Допуск их к работе будет осуществлен только после доп. обучения и переподготовки.

Полтора года назад BNFL завершила строительство крупного завода по производству МОКС-топлива на 1,8 тыс. рабочих мест, что обошлось в 400 млн.ф.ст. Компания ожидала разрешения правительства на пуск завода в эксплуатацию. Японский рынок должен был составить 50% мощностей нового завода, а немецкий – 20%. Перспективы его пуска и частичной приватизации компании zavисят от восстановления позиций BNFL на межд. рынке МОКС-топлива. BNFL предъявляются обвинения в загрязнении окружающей среды, в частности, в результате выбросов в атмосферу и в водную среду радиоактивных веществ установками на площадке Sellafield. Правительство Норвегии требует от компании принять меры по немедленному снижению выбросов технеция-99, а через 5 лет полностью исключить выбросы данного изотопа в окружающую среду. По оценке ирландских властей, завод по переработке облученного топлива THORP загрязняет воздушную и водную среду тритием в масштабах в несколько раз превышающим установленные нормы.

О создании новой фирмы по ядерным технологиям. Британские компании AEA Technology и BNFL приняли в авг. 1999г. решение о создании совместной фирмы. Планируется, что новая фирма начнет свою деятельность с апр. 2000г. после необходимых согласований в правительстве и брит. органе по надзору за безопасностью работ в ядерной области – Nuclear Installations Inspectorate (NII). Штат фирмы – 1,5 тыс.чел., начальный капитал – 150 млн.ф.ст., из них 65% принадлежат AEA Technology.

Предполагается, что фирма будет осуществлять технологическую поддержку организаций, эксплуатирующих ядерные установки в Великобритании и других странах. **Рынок ядерных технологий только в Великобритании**, по оценкам руководства AEA Technology, **составляет 400 млн.ф.ст. в год.**

Основными потребителями услуг фирмы в стране будут British Energy (владелец большинства брит. АЭС), Минобороны и BNFL Magnox Generation, что позволит продолжить выполнение работ на находящихся в эксплуатации ядерных реакто-

рах, в т.ч. устаревшей конструкции типа Magnox, а также вести разработку ядерных двигательных установок для ВМФ.

Принимая во внимание приобретение в марте 1999г. компанией BNFL фирмы Westinghouse, наличие в АЕА Technology и BNFL значительного потенциала научных разработок и ядерных технологий, позиции создаваемой совместной фирмы на межд. рынке могут быть очень сильны. При этом, с брит. точки зрения, приоритет отдается рынкам ядерного топлива, материалов и технологий стран ЦВЕ.

Приватизация предприятий ядерной энергетики. По результатам проведенного в 1994г. исследования экономичности и конкурентоспособности ядерной энергетики, ее коммерческой перспективности, было принято решение: фирмы Nuclear Electric и Scottish Nuclear с АЭС с реакторами AGR и PWR подлежат приватизации и, сохраняя свой парк АЭС, входят как самостоятельные дочерние фирмы в новую холдинговую компанию British Energy со штаб-квартирой в Шотландии; АЭС с магноксовыми реакторами выделяются в отдельную гос. фирму Magnox Electric, с последующей передачей фирме BNFL; средства приватизированных фирм, предназначенных для проведения работ по снятию АЭС с эксплуатации, выделяются в отдельный фонд.

В соответствии с указаниями правительства, летом 1995г. создана холдинговая компания British Energy, а в апр. 1996г. — гос. фирма с ограниченной ответственностью Magnox Electric. Интеграция фирмы Magnox Electric с фирмой BNFL, которая позволила снизить расходы на топливный цикл магноксовых реакторов, была завершена в начале 1998г.

Большая часть ядерных исследований прекращена из-за отсутствия финансирования. Правительство считает целесообразным финансирование программ НИОКР в основном на коммерческой основе пром. фирмами и заинтересованными организациями. Гос. ассигнования на НИОКР составляют около 50 млн.ф.ст. (по сравнению с — 95 млн.ф.ст. в 1991/92 ф.г.).

Структура управления по атомной энергии (УАЭ) также постепенно менялась в направлении коммерческого предпринимательства. Сохраняя свое прежнее юр. название УАЭ, организация работает в коммерческой сфере под названием АЕА Technology, предлагая на ядерный и неядерный рынки высокотехнологичные услуги и изыскивая возможности создания совместных коммерческих предприятий, стремясь стать поставщиком новейших наукоемких технологий, постепенно расширяя деятельность в неядерных областях.

Созданы два отделения УАЭ: гос. и коммерческое. Государственному отделению принадлежат установки в Дупрее, Уиндскейле, Рисли, Харуэлле, Калеме и Уинфрите. Основная задача гос. отделения — наиболее эконом. эффективное решение проблем снятия с эксплуатации ядерных установок и объектов. Непосредственные работы по снятию их с эксплуатации будут проводиться сторонними подрядчиками, включая коммерческую структуру АЕА Technology.

На АЕА Technology возложено осуществление работ по обслуживанию реакторов, работ по топливу, оказание консультационных услуг, руководство инженерными проектами. Все работы выпол-

няются на коммерческой основе. Отделение обеспечивает работой до 4 тыс.чел., оборот — на уровне 250 млн.ф.ст. (из них: 50% — госзаказы, 20% — экспорт, 28% — заказы частных фирм Великобритании), ассигнования на НИОКР — 12,5 млн.ф.ст.

Деятельность в области ядерного топливного цикла в Великобритании ведет гос. фирма BNFL, обеспечивающая выполнение соответствующих работ по приемлемым ценам и в необходимых объемах. Фирме также принадлежит ряд реакторов устаревшей конструкции типа Magnox, эксплуатация которых связана со значительными финансовыми затратами.

За последние 6 лет АЭС Великобритании прошли процесс перемен, включая новую структуру управления, обеспечивающую им возможность достижения значит. прогресса в области экономики, производительности и безопасности. В результате была завершена приватизация 8 современных АЭС, создана компания British Energy. Компания British Energy предпринимает дальнейшие шаги по обеспечению безопасности эксплуатации, повышению выработки электроэнергии и коммерческой прибыли. Сегодня только более старые АЭС типа Magnox остаются в гос. владении.

ГЕРМАНИЯ

Всвязи с ограниченностью собственных энергоресурсов потребности в энергоносителях в 2000г. на 70% удовлетворялась за счет импорта.

Важнейшим поставщиком энергоресурсов на германский рынок выступала Россия, которой удалось не только сохранить, но и закрепить свои позиции. В 2000г. поставки рос. товаров ТЭК по физ. объему составили 56,9 млн.т. условного топлива (у.т.), а по стоимости — 20,7 млрд. марок. Доля поставок первичных энергоресурсов из России в их импорте Германией в 2000г. превысила 34%, в т.ч. по нефти — 29% и природному газу — 37%.

Внутренняя добыча и производство топливно-энергетических ресурсов в 2000г. составили 124,7 млн.т., в пересчете на условное топливо, по сравнению с 129,1 млн.т. у.т. в 1999г. При этом на долю каменного и бурого угля пришлось почти 69,1% (в 1999г. — 70%) собственного производства первичных энергоресурсов в стране. Заметное место в ТЭК занимает природный газ (18,1%). Все другие местные энергоресурсы играют лишь второстепенную роль в покрытии энергетических потребностей страны. Растет производство электроэнергии на возобновляемых источниках (ветровые электростанции, станции с топливными ячейками, на биомассе), однако их доля в электробалансе страны остается небольшой.

Общее потребление первичных энергоносителей в Германии в 2000г. составило 483,6 млн.т. у.т. По сравнению с 1999г. оно снизилось на 1,1 млн.т. у.т. или на 0,2%. При этом основная доля (38,7%) приходится на нефть и нефтепродукты (186,9 млн.т. у.т.). За ними следуют природный газ (21,1% или 102,1 млн.т. у.т.), каменный уголь (13,5% и 65,5 млн.т.), бурый уголь (10,9% или 52,6 млн.т.) и атомная энергия (13% или 63,1 млн.т. у.т.).

С 1999г. в стране действуют жесткие требования по теплоизоляции новых зданий и сооружений и экономичности систем их отопления. Интенсивно внедряемые для отопления помещений тепловые насосы с электроприводом обеспечивают сниже-

ние удельного расхода энергоресурсов на 35-40% по сравнению с отопит. системами на газе и жидком топливе. Из фед. бюджета выделяются значит. средства на повышение тех. возможностей реализации программы более эффективного использования энергоресурсов в стране. Это обеспечит снижение потребностей в топливе и энергии на 30%.

В 2000г. потребление нефти в стране составило 127,8 млн.т. по сравнению с 130,9 млн.т. в 1999г., т.е. снизилось на 24%. Ее доля в общих потребностях страны в энергоресурсах сократилась незначит. с 39,4% в 1999г. до 38,7% в 2000г. Снижение потребностей в жидком топливе объясняется повышением эффективности его использования и заменой другими энергоносителями, в частности природным газом.

Импорт нефти в Германию в 2000г. составил 103,9 млн.т., т.е. практически не изменился с 1999г. При этом поставки из России возросли с 27,5 млн.т. до 30 млн.т. соответственно или на 9%. Германский импорт нефти из большинства других стран основных экспортеров нефти в 2000г. снизился: из Великобритании — на 8%, из Норвегии — на 8%.

Мощности по переработке нефти в Германии на конец 2000г. составляли 117,4 млн.т. в год, что на 1,4% больше, чем годом раньше. Их загрузка в прошлом году составила 96,5%.

Потребление автобензина составило 28,9 млн.т. (на 4,3% меньше, чем в 1999г.), дизельного топлива — 28,9 млн.т. (-0,5%), отопит. газойля — 28,1 млн.т. (-5,2%), мазута и других тяжелых фракций — 6,3 млн.т. (-8,8%).

Импорт нефтепродуктов в Германию в 2000г. увеличился на 3,5%, а экспорт вырос на 12,6%. Отрицат. сальдо внешней торговли нефтепродуктами достигло 13,1 млн.т. В 2001г. прогнозировался рост потребления импорта нефти в Германию.

Основное количество рос. нефти поступает в вост. земли по трубопроводу «Дружба» на НПЗ в Шведте и Лейне, каждый мощностью 10 млн.т. нефти в год. Увеличиваются поставки морским транспортом на базе спотовых сделок. Эта нефть поступает на предприятия в зап. районах Германии: в 2001г. и последующие несколько лет по 28-30 млн.т. в год.

Потребление природного газа в Германии в 2000г. составило 102,1 млн.т. у.т., что на 1,2% меньше, чем в 1999г. (103,3 млн.т.). Его доля на рынке первичных энергоносителей снизилась до 21,1% по сравнению с 21,3% в 1999г. и 15,5% в 1990г.

Основным потребителем природного газа оставался коммунально-бытовой сектор. Процесс перехода в этом секторе на газовое топливо продолжается. В сооружавшихся в 2000г. жилых домах и квартирах доля газового отопления достигла 76% (в 1999г. — 75%). Доля природного газа в общем производстве электроэнергии в стране в 2000г. составила 8,5% против 9,3% в 1999г.

Потребности страны в газе были покрыты на 19% за счет собственной добычи и на 81% за счет импорта. Важнейшим поставщиком продолжала оставаться Россия (37% от всего количества импортированного газа, в 1999г. — 35%), далее следуют Норвегия (21% в 1999г. — 20%), Нидерланды (17% в 1999г. — 19%). Заметно возрасли поставки из Великобритании и Дании. Однако доля этих

стран на германском рынке продолжала оставаться незначит. (6%).

Добыча угля в Германии, несмотря на наличие крупных месторождений хорошего по качеству каменного угля, постоянно снижается. В 2000г. в стране было добыто 33 млн.т. каменного угля против 39,2 млн.т. в 1999г.

На долю каменного угля приходится 13,9% потребления первичных энергоносителей. В 2000г. добыча каменного угля составила 65,5 млн.т. у.т. по сравнению с 64,5 млн. в 1999г. Сбыт каменного угля в Германии составил 38,5 млн.т. у.т. против 41,7 млн.т. в предыдущем году.

На долю бурого угля приходится 10,9% потребления первичных энергоносителей в Германии. В 2000г. добыча бурого угля составила 52,6 млн.т., увеличившись по сравнению с 1999г. почти на 2,5 млн.т. или на 5%.

Сбыт бурого угля на внутреннем рынке в 2000г. составил 153,8 млн.т. против 146 млн.т. в 1999г. Основное его количество (свыше 90% добычи) используется для выработки электрической и тепловой энергии. Потребление бурого угля в промышленности продолжает сокращаться. В 2000г. сюда пошло 0,7 млн.т. по сравнению с 1 млн.т. в 1999г.

Местный бурый уголь является более конкурентоспособным, чем каменный уголь. Экспорт носит незначит. характер: в 2000г. было вывезено 380 тыс.т. против 322 тыс.т. в 1999г. (в пересчете на условное топливо).

Импорт бурого угля в 3 раза превышает экспорт, хотя и его масштабы также сравнительно невелики: 1999г. — 1,1 млн.т., 2000г. — 1 млн.т.

Низкая теплотворная способность бурого угля делает невыгодной его транспортировку на большие расстояния. Спрос в Германии на бурый уголь в 2001г., по прогнозам, должен несколько снизиться по сравнению с 2000г.

Экспорт рос. угля в Германию по-прежнему сдерживается жесткими требованиями германской стороны по качеству, а также высокими ж/д тарифами в России.

С начала либерализации на германском рынке электроэнергии (весной 1998г.) произошли крупные структурные изменения концернов, действующих на этом рынке. Из нескольких самостоят. немецких объединений образовалось 4 блока. Союз предприятий RWE и VEW привел к созданию третьего в Европе по производству электроэнергии объединения RWE/VEW, слияние фирм PreussenElektra и Bayernwerk завершилось образованием электроэнергетического предприятия EON Energie под номером 4 в Европе. В деятельности компании EnBW (Energie Baden-Wuerttemberg) активно принимает участие фирма Electricite de France. Четвертый крупнейший представитель немецкого электроэнергетического рынка — компания HEW, большинство акций которой принадлежат шведской компании Vattenfall.

Либерализация рынка электроэнергии пока коснулась только уровня больших торг. операций и не дошла до малых городских электропредприятий, в связи с чем стоимость квтч. в 2000г. часто сопоставима с уровнем цен на электроэнергию до либерализации.

Производство электроэнергии в Германии в 2000г. составило, по предварительным данным, 566 млрд. квтч. по сравнению с 555,9 млрд. квтч. в 1999г. Отмечалось заметное уменьшение произ-

водства электроэнергетики на АЭС и ТЭС на природном газе и каменном угле и увеличение на ТЭС на буром угле. Структура выработки электроэнергии в 2000г. (в %): АЭС – 30,1 (в 1999г. – 30,7), ТЭС на каменном угле – 25,4 (26,1), ТЭС на буром угле – 25,9 (24,4), ТЭС на природном газе – 8,5 (9,7), ГЭС – 4,2 (4,3), ТЭС на жидком топливе – 0,5 (0,8), прочие – 5,3 (4,1).

Импорт электроэнергии в Германию в 2000г. составил 45,4 млрд. квтч. по сравнению с 40,5 млрд. квтч. в 1999г., т.е. увеличился на 10,5%. По сравнению с периодом начала 90гг. импорт электроэнергии в стране вырос на 1/3, его масштабы по отношению к потреблению остаются небольшими.

Экспорт электроэнергии из Германии в 2000г. достиг 43,4 млрд. квтч. по сравнению с 39,5 млрд. квтч. в 1999г., т.е. увеличился на 9,5%.

Потребление электроэнергии в Германии в 2000г. возросло на 1,8% и оценивается в 566 квтч. по сравнению с 555,9 млрд.квч.ч. в 1999г.

Межд. выставка Enertec. С 13 по 16 марта 2001г. в г.Лейпциг проходила выставка по вопросам энергетики Enertec. На 12 тыс. кв. м. были представлены образцы техники и информ. материалы 200 фирм и организаций из 9 стран (Австрия, Великобритания, Германия, Лихтенштейн, Норвегия, Польша, Россия, Чехия и Швейцария) и почти все ведущие энергетические компании Германии, в частности Bewag, ENBW, RWE и VEAG.

В центре внимания данной выставки были энергетические регионы ЦВЕ. Именно в этих странах ожидают немецкие эксперты расширения энергетических рынков. Только в России в ближайшие годы потребуются инвестиций в энергетические предприятия и электрические сети в 124 млрд. марок.

Тематика экспозиций охватывала различные вопросы развития энергетического оборудования и компонентов энергосетей, проблемы организации торговли энергоресурсами и услугами, а также задачи управления и менеджмента региональными энергокомплексам. Enertec посетили 9 тыс. специалистов. На 1 месте по посещаемости были стенды, посвященные возобновляемым источникам энергии, геотермальной, защите окружающей среды. Среди различных видов обновляемых источников энергии повышенным интересом пользовались биомасса и биогаз.

Во время выставки было проведено: энергетический конгресс по ЦВЕ; семинар «Рынок ветроустановок на Балтике»; конгресс по солнечной энергетике; конференция по энергоустановкам на топливных ячейках; конференция «Городские электростанции в условиях конкуренции»; форум участников по энергетике Zentrum Energie.

По оценке немецких специалистов, внешнее финансирование энергетики Юго-Вост. Европы может достигнуть около 3 млрд. долл..

Семинар по ветроэнергетике освещал наряду с предпосылками к применению ветряных установок на Балтике вопросы тех. инфраструктуры ветропарков в этом регионе, полит. аспекты развития этого вида энергии, а также рамочные условия.

На конгрессе по солнечной энергии основными темами обсуждения были новые концепции строительства жилых и производственных зданий, применение новейших образцов солнечных панелей, разработка прозрачных материалов и экологически чистых конструкций.

Топливные ячейки находились в центре внимания специализированной конференции, проводимой Энергетическим агентством земли Саксония-Ангальт. Приводились данные об опыте эксплуатации установки MTU, размещенной в университете г.Билефельд, а также новой установки производства компании DaimlerCrysler, работающей на метаноле и предназначенной для автомобиля Nescar-5 нового поколения.

Выставка «TerraTec». С 13 по 16 марта 2001г. в г.Лейпциг проходила межд. выставка TerraTec по экологически чистым технологиям и услугам в сфере защиты окружающей среды. На 20 тыс. кв. м. свои экспонаты представили 403 участника из 15 стран (Австрия, Бельгия, Бразилия, Венгрия, Германия, Голландия, Дания, Польша, Россия, США, Тайвань, Финляндия, Франция, Швейцария и Чехия). Из фед. земель Германии наибольшее представительство имела Саксония – 121 фирма и предприятие.

В центре внимания выставки находились водоснабжение, очистка сточных вод, обработка ила, на них приходилось до 27% экспонатов. Освещались проблемы обработки мусора и пром. отходов (18%), а также вопросы рециклирования материалов и хим. соединений, биотехнология, контрольно-измерительная техника и др.

Причиной особого внимания к тематике обработки отходов и мусора стало вводимое с 2005г. в Германии законодат. ограничение на использование депонирования мусора, в результате предприятия и фирмы должны разрабатывать новые концепции утилизации и осваивать новейшие экологически чистые технологии.

Рынок водоочистительного оборудования и переработки мусора в Вост. Европе огромен. По прогнозам экспертов немецкого фед. фонда по окружающей среде DBU, только в 2001г. общий объем фин. вложений в Вост. Европу и Балканы составит 22,7 млрд. долл. (в 2000 г. – 14,2 млрд.).

На семинаре по биотехнологии, организованном исследовательским центром по защите окружающей среды совместно с немецкой фирмой Halle-Leipzig Management, были представлены новые проекты по биоочистке сточных вод и др. Отмечалось, что г.Лейпциг постепенно превращается в один из центров развития биотехнологий в Германии. За последние четыре года в городе и его окрестностях общее число биотех. фирм заметно выросло и достигло 43.

На форуме по экологическим проблемам ведомством по экологии и геологии земли Саксония были представлены результаты исследований, проведенные учеными Свободного университета (г.Берлин). Разработанная ими модель климата для Саксонии на 2040-60гг. свидетельствует о возможности удвоения содержания оксидов углерода в атмосфере Земли (по сравнению с нынешним уровнем). Что может привести к повышению температуры на 2,7° и заметному снижению количества осадков.

На выставке TerraTec была представлена рос. фирма «Экопром». Она специализируется на выполнении работ по очистке территорий и акваторий от различных нефтезагрязнений с применением экобиотехнологий, в частности на проточных и нефтепроточных водоемах ликвидация нефтепродуктов осуществляется на основе использования каскадов плавающих биофильтров с нефтеокисля-

ющими микроорганизмами и водной растительностью.

Межд. выставка Solar Energie. С 8 по 10 июня 2001г. в Берлине на территории выставочного комплекса ICC. Была посвящена вопросам развития энергетики на возобновляемых источниках энергии — солнечные панели, ветроустановки, станции на биомассе, тепловые насосы и другое оборудование. 300 фирм-участников разместили свои экспонаты в 5 павильонах на площади в 3 раза большей, чем на предыдущей выставке. Общее число посетителей Solar Energie превысило 70 тыс. чел.

В рамках выставки прошла конференция межд. агентства по возобновляемой энергии IRENA, на которой выступили эксперты из Африки, Индии, Китая, США и Европы. Обсуждались проблемы развития фотоэлектрических систем, вопросы передачи современных технологий, условия выполнения Киотских соглашений и глобальные экологические задачи.

Немецкие специалисты представили данные о германском рынке солнечной энергетики. В 2000г. по сравнению с прошлым годом почти на 50% выросли объемы продаж солнечных термоустановок. Число новых фотоэлектрических станций увеличилось в 2 раза, размещено 600 тыс. кв. м. коллекторов, и появились модули мощностью в 40 мвт. Общий оборот на данном рынке достиг 1,5 млрд. марок.

Из-за естественного истощения природных энергетических ресурсов потребление нефти и газа в этом столетии завершится. В ближайшие десятилетия цены на ископаемое топливо будут постоянно расти. Так, за последние 2г. цены на мазут уже возросли втрое. Кроме того, использование нефти и газа ухудшает экологическую обстановку. Экологическое сознание все больше и больше овладевает умами германского общества, и правительство содействует такому процессу через проведение кампаний и предоставление субсидий и льгот на экологически чистую энергетику.

В 2000г. программа поддержки была необычайно успешна — 100 тыс. предложений поступило от организаций, фирм и населения на выделение субсидий и льгот.

Рынок солнечных коллекторов для систем отопления наиболее обширный. До 4,5 млн. старых отопит. систем в стране требуют санирования, и сочетание отопит. оборудования с солнечными коллекторами привлекательно и экономически оправдано. Как показали эксперименты немецкой фирмы Siibel Eltron, использование солнечных установок позволяет экономить до 60% энергии при получении горячей воды.

Солнечные термоустановки получают развитие и в других странах Европы. К концу 2000г. размещено 10 млн. кв. м. солнечных панелей для обогрева жилищ. В целом европейский рынок таких конструкций увеличился на 30% (по площади панелей) в сравнении с предыдущим годом. К 2010г. общая площадь солнечных конструкций достигнет 100 млн. кв. м.

На выставке Solar Energie интерес вызвал проект оснащения дома, в котором отопит. система полностью исключает использование ископаемых топлив. Применяются солнечные панели и размещенные под крышей отопит. установки, а также комплекс оборудования на основе геотермальных источников. Для охлаждения помещений дома в

летний период применяются кондиционеры. Горячее водоснабжение также основано на регенеративной энергетике. Стоимость такого дома не превышает стоимости обычных домов и почти не требует эксплуатационных расходов. Необходима только электроэнергия для питания двух насосов, с помощью которых обеспечивается циркуляция воды, работа центр. системы терморегулирования и т.п.

Для развития в стране солнечных отопит. систем фед. министерство экономики оказывает фин. поддержку. За установку солнечных коллекторов выделяются средства из расчета: 250 марок за кв.м., коллектор плоского типа, до 100 кв.м. и 125 марок за кв.м. свыше 100 кв.м. При коллекторе типа «Вакуумная трубка», до 75 кв.м., платят 325 марок за кв.м., если свыше 75 кв.м. — 160 марок за кв.м.

Для теплонасосов введены следующие нормы поддержки: до 13 квт. — 200 марок за каждый квт.; свыше 13 квт. — 100 марок за каждый квт.

Крупные проекты солнечных отопит. систем представили многие немецкие фирмы — Laabs, Phonix Sonnen Warme, Solar Direct Haustechnik, Pro Solar Energie Technik, Dimplex, Braas Dach systeme, Ratiotherm, Solvis Energiesysteme, Wager+Co, Solartechnik и др.

Новинки в области теплонасосов для солнечных систем отопления демонстрировали фирмы AEG Haustechnik, Bewag, Siemens Heiztechnik, Waterkotte Wärmepumpen, SPARTEC, Ochsner Wärmepumpen и др.

Новые и традиционные фотоэлектрические модули представляли компании EGIS, Solar Innovative Solarprodukte, Solon AG für Solartechnik, Wurth Solar, Fortum Energie, Helios Technology (Италия), IBC Solar, SolarWorld, Sunshine Technologies. Сразу несколько фирм показали солнечные панели большой площади (до 10 кв.м.), которые могли автоматически направляться на солнечный диск и таким образом обеспечивать максимальную эффективность фотоэлектрического преобразования. Такие панели, оснащенные усилителями солнечных лучей, способны более рационально поставлять электроэнергию в осенний и зимний периоды.

Берлинские компании ECO Compact Car и Solar Water World продемонстрировали проекты использования фотоэлектрических устройств на транспорте, соответственно на автомобилях и лодках. Фирма Solar Innovative Solarprodukte представила образцы солнечных установок для питания автономных компонентов систем управления на транспорте (осветительное оборудование, светодоры и т.п.). На территории выставки Solar Energie для провоза посетителей из одного павильона в другой была проложена трамвайная линия, работающая с использованием солнечной энергии.

Гидроресурсы Германии, по информации фед. министерства энергетики, позволяют обеспечить заметную долю в регенеративной энергетике страны. 95% водных потоков уже используется, общий объем вырабатываемой на ГЭС электроэнергии достигает 16 млрд. квтч.

Фед. правительство содействует строительству малых ГЭС. Установлены следующие нормы поддержки: при возведении ГЭС — 1500 марок за квт.; при расширении и реактивировании станций — 600 марок за квт.

В фед. земле Шлезвиг-Гольштайн ветряная энергетика уже дает 15% вырабатываемого электричества. По прогнозам фед. союза по ветроэнергии WindEnergie e.V., к 2020г. Германия способна до 30% потребности в электричестве покрывать за счет ветряных установок, общее количество ветрогенераторов может достигнуть 25 тыс. На выставке крупные стенды, посвященные последним достижениям в области ветроэнергетики, представили немецкие фирмы Plambeck Neue Energie, ProVENTO Regenerative Energiesysteme, Windwärts Energie.

Немецкая фирма Plambeck Neue Energien на своем стенде демонстрировала установки на биомассе. Данный вид регенеративной энергии также получает мощную поддержку со стороны правительства Германии. Данные об уровне господдержки энергетики на биомассе: небольшие отопит. установки без автоматической подачи топлива — 80 марок за квт.; небольшие отопит. установки с автоподачей топлива — 120 марок за квт.; большие тепловые установки — 120 марок за квт.; большие тепловые установки для комбинированного производства тепла и электричества — 360 марок за квт.

В рамках данной выставки проведен традиционный симпозиум для архитекторов и инженеров под девизом «Архитектура во времена электричества» (организатор — фед. союз Solarenergie). На нем обсуждался широкий круг вопросов от создания т.н. «солнечных балконов» и полупрозрачных «солнечных окон» до формирования большой площади конструкций фотоэлектрических фасадов зданий.

Представители немецких банков и фин. обществ провели форум по проблемам поиска средств для развития регенеративной энергетики. Рассматривались вопросы использования фин. ресурсов экологических программ и кредитных учреждений, а также поиск оптимального использования гос. средств.

Заметное внимание на выставке уделено проблеме подготовки кадров для регенеративной энергетики. По данным немецкого союза электроинженеров VDE, в ближайшие годы потребность в специалистах в области экологически чистой энергетики составит от 100 до 200 тыс. чел. В Германии действует спец. программа «Солнце в школе», нацеленная на использование фотоэлектрических систем в школьных зданиях и территориях. На выставке Solar Energie была проведена акция «Солнечное будущее», на которой прошли презентации школьных проектов из 8 фед. земель Германии по применению фотоэлектрических панелей и конструкций.

Следующая выставка Solar Energie пройдет с 13 по 15 июня 2002г.

Об оценке ОЭСР развития атомной энергетики. Агентство НЕА провело собственное исследование о будущем атомной энергетики. По оценке Агентства, до 2010г. производство энергии на АЭС должно увеличиваться ежегодно на 0,3%, в то время как потребление энергии будет увеличиваться на 1,8% в год. При этом, доля атомной энергии в общем потреблении энергии снизится в этот период на 2%, до 21,8%.

Сообщество промышленно развитых стран критикует Германию за решение об отказе от атомной энергетики, так как по их мнению, это повлечет за собой новое строительство электростанций в их странах, что затруднит, в свою оче-

редь, достижение целей по защите климата, принятых в Киото. Ам. президент Д. Буш намерен внести свой вклад в снижение выбросов вредных газов в атмосферу путем строительства новых АЭС в США.

По данным НЕА, в 29 странах ОЭСР в эксплуатации находятся 359 атомных реакторов, 12 АЭС находятся в стадии строительства или готовы вступить в строй, в т.ч. в Корею, Японию, Чехию и Словакию. В стадии планирования находятся еще 4 АЭС. А всего в странах ОЭСР находится 85% мировых мощностей АЭС.

Фед. министерство экономики и технологий не дает прогнозов в этой области из-за планируемого выхода из атомной энергетики. По собственным оценкам ОЭСР, доля атомной энергии в общем потреблении энергии в Германии будет падать с 190 твт.ч. в 2000г. до 160 твт.ч. в 2005г. и до 145 твт.ч. в 2010г. ОЭСР исходит из того, что в течение последующих 15 лет производство атомной энергии в Германии снизится на 25%.

Как известно, немецкие потребители атомной энергии дали согласие на изменение закона об атомной энергетике, который предусматривает выход Германии из атомной энергетики. При намеченном общем сроке выхода в 32г. последняя АЭС должна быть отключена от электросети в 2021г. Однако, потребители атомной энергии и представители промышленности ожидают, что новое правительство Германии в будущем может пересмотреть решение о выходе из атомной энергетики. А пока, согласно принятому решению, первая АЭС должна быть выведена из эксплуатации в 2003г.

Фед. правительство Германии намерено было в сент. 2001г. подготовить новый закон о выходе ФРГ из атомной энергетики и представить его парламенту. Будет ли достигнуто окончательное соглашение между потребителями атомной энергии и правительством по данному закону, пока не известно. Фракция Союз 90/Зеленые настаивает на тщательной юр. проверке закона.

Доля атомной энергии в энергобалансе отдельных стран: Франция — 79%; Бельгия — 54%; Швеция — 39%; Финляндия — 31%; Германия — 28,3%.

Электроэнергетика-1999

После вступления в силу 29 апр. 1998г. «Закона об электроэнергетике» эта сфера ТЭК находится в стадии серьезных преобразований. Наблюдается резкое ускорение процессов концентрации в сфере производства и реализации электроэнергии, изменение фирменной структуры предложения на данном рынке.

В сент. 1999г. подписано соглашение о слиянии компаний ФЕБА АГ и ФИАГ. В результате образуется 4 по величине электроэнергетический концерн Зап. Европы с годовым оборотом 76 млрд. евро (150 млрд. марок). На объединенный концерн будет приходиться 140 млрд. квт.ч. производимой и 190 млрд. квт.ч. реализуемой на рынке электроэнергии.

После завершения в 2000г. процесса объединения крупнейшей в Германии электроэнергетической компании РВЭ АГ с компанией ФЭБ АГ появится 3 по величине электроэнергетический концерн Зап. Европы с годовым оборотом 100 млрд. евро (200 млрд. марок). Экономия на издержках производства и сбыта электроэнергии только в ре-

зультате этих двух слияний оценивается в 5-5,5 млрд. марок в год.

Производство электроэнергии в 1999г. составило 552,5 млрд.квт.ч. по сравнению с 553,4 млрд.квт.ч. в 1998г., то есть снизилось на 0,2%. Отмечался заметный рост производства электроэнергии на АЭС и ТЭС, работающих на природном газе, и снижение — на ТЭС, работающих на каменном и буром угле. **Структура выработки электроэнергии в 1999г.** была следующей (в %): АЭС — 30,7, ТЭС на каменном угле — 26,1, ТЭС на буром угле — 24,4, ТЭС на природном газе — 9,7, ГЭС — 4,3, ТЭС на жидком топливе — 0,8, прочие — 4,1.

Импорт электроэнергии в 1999г. составил 40,5 млрд.квт.ч. по сравнению с 38,3 млрд.квт.ч. в 1998г., т.е. **увеличился на 5,7%**. Хотя по сравнению с периодом начала 90 гг. импорт электроэнергии в страну вырос примерно на 1/3, его масштабы по отношению к потреблению остаются небольшими (7,3% в 1999г. по сравнению с 5,8% в 1990г.).

Экспорт электроэнергии в 1999г. достиг 39,5 млрд.квт.ч. по сравнению с 38,9 млрд.квт.ч. в 1998г., т.е. увеличился на 2%. В результате баланс торговли этим товаром впервые за последние несколько лет вновь был связан с положит. для страны сальдо в 1 млрд.квт.ч.

Потребление электроэнергии в 1999г. оценивается в 553,5 млрд.квт.ч. по сравнению с 552,8 млрд.квт.ч. в 1998г. (+0,1%).

По сравнению с 1993г., когда приостановилось падение потребления электроэнергии в восточных землях, спрос на нее в Германии в 1999г. вырос на 5%, то есть среднегодовой прирост составил в последние годы лишь 0,8%. В период до 2020г. ожидается среднегодовой прирост в пределах 0,8-1%.

Цены на электроэнергию в 1999г. снизились на 30% для промышленности и на 20% для коммунально-бытового сектора и различных мелких потребителей.

В марте 1999г. между «ЕЭС России», германской электроснабжающей компанией «Байерн-верк АГ» и австрийской электроэнергетической компанией «Фербунд» было подписано соглашение о сотрудничестве, конечной целью которого является экспорт электроэнергии из России в Германию и Австрию. Для тех. реализации проекта требуются инвестиции в 100 млн. марок. Выручка рос. стороны от таких поставок может составить 100-200 млн. марок в год.

Уголь

Добыча угля, несмотря на наличие крупных месторождений хорошего по качеству каменного угля, постоянно снижается. В 1999г. в стране было добыто 39,2 млн.т. каменного угля против 40,7 млн.т. в 1998г. В 2000г. его добыча сократилась до 30 млн.т. (-3,5%).

Спрос на каменный уголь для электростанций на 65% покрывается поставками местного угля, и на 35% — импортного; соответствующие показатели спроса на коксующийся уголь для чермета — 85% и 15%; для теплоснабжения — 60% и 40%. Общее потребление каменного угля в 1999г. составило 65 млн.т., что на 6,5% меньше, чем в 1998г.

Импорт каменного угля имеет выраженную тенденцию роста, в связи с низкой рентабельностью собственной добычи. **Ввоз Германией каменного угля увеличился** с 20 млн.т. в 1996г. до 24,5 млн.т. в 1998г. и 25,1 млн.т. в 1999г. (включая кокс). Про-

гнозируется увеличение его импорта до 26 млн.т. в 2005г. и 40 млн.т. в 2020г.

Согласно соглашению между фед. правительством, правительствами земель Северный Рейн-Вестфалия и Саар, предприятиями каменноугольной промышленности и профсоюзами угольщиков гос. фин. поддержка добычи каменного угля снижается с 9,3 млрд. марок в 1998г. до 5,5 млрд. в 2005г.

В отличие от нефти и природного газа, цены на импортный каменный уголь для электростанций на германском рынке в 1999г. не претерпели существенных изменений, колеблясь в пределах 65-69 марок за 1 т.

На долю бурого угля приходится 11% потребления первичных энергоносителей. В 1999г. добыча бурого угля составила 161 млн.т., сократившись по сравнению с 1998г. почти на 5,9 млн.т. или на 3% (1996г. — 187 млн.т.).

Сбыт бурого угля на внутреннем рынке в 1999г. составил 146 млн.т. против 149 млн.т. в 1998г. (снижение на 2,1%). Основное его количество (свыше 90% добычи) используется на ТЭС для выработки электрической и тепловой энергии. Потребление бурого угля в промышленности продолжает сокращаться. В 1999г. сюда пошло 1 млн.т. по сравнению с 1,1 млн.т. в 1998г.

Местный бурый уголь является более конкурентоспособным, чем каменный уголь. Тем не менее, его экспорт носит незначит. характер: в 1999г. было вывезено 322 тыс.т. против 346 тыс.т. в 1998г. (в пересчете на условное топливо).

Импорт бурого угля в 3 раза превышает экспорт, хотя и его масштабы также сравнительно невелики: 1998г. — 1,2 млн.т., 1999 год — 1,1 млн.т. Низкая теплотворная способность бурого угля делает невыгодной его транспортировку на большие расстояния. Спрос на бурый уголь в 2000г. несколько снизился по сравнению с 1999г.

Экспорт рос. угля в Германию по-прежнему сдерживается жесткими требованиями германской стороны по качеству, а также высокими ж/д тарифами в России.

Грузия

Экспорт электроэнергии. В фев. 2001г. гендиректор компании «АЭС-Теласи» М.Скоули выразил надежду на прямое сотрудничество с собственником электроэнергии — РАО «ЕЭС России», а не с ее агентом — фирмой «Вингфилд». Опасения руководства РАО в отношении платежеспособности AES явно преувеличены, поэтому, по мнению М.Скоули, «Вингфилд» в данном случае является лишним звеном. AES обычно предоставляет гарантии надежного «первоклассного» западного банка или же, как это было, например, при приобретении рос. природного газа осуществляет предоплату.

В России поощряется вывоз капитала за рубеж. В частности, посредством эксклюзивных отношений между РАО «ЕЭС России» и «Вингфилдом». М.Скоули передал копии писем РАО «ЕЭС России», подтверждающие существование агентского соглашения РАО с «Вингфилдом». М.Скоули сказал по этому поводу, что «вместо рос. энергосектора сильнее становится «Вингфилд», а прибыль, соответственно, оседает в иностр. банках» (по данным AES, «Вингфилд», имеет тесные связи со швейцарским банком UBS).

М.Скоули, сославшись на намерение РАО «ЕЭС России» продолжить работу с «Вингфилдом», сообщил, что у AES пока нет иного выхода, кроме как сотрудничать с навязываемой офшорной фирмой. Одновременно, он все же надеется найти взаимопонимание с РАО «ЕЭС России» в части создания СП для осуществления экспорта электроэнергии в Турцию транзитом через Грузию («вместо того, чтобы соревноваться»), а также увеличения объемов проводимости существующей электролинии через Батуми в турецком направлении.

Балансировка между интересами американской фирмы AES и российскими поставщиками в Грузию электроэнергии и природного газа будет требовать от грузин еще большей изворотливости. Грузины, передавшие значит. часть своего энергосектора и первоочередное право на экспорт электроэнергии в Турцию в руки фирмы AES, сами по себе уже не представляют здесь решающей силы.

Нет прорыва у РАО ЕЭСовского энергобизнеса в Закавказье и, в частности, затянувшихся безрезультатных переговорах РАО «ЕЭС России» с грузинской и турецкой сторонами. РАО «ЕЭС России» продает электроэнергию «Вингфилду» по 1,85 цента за 1 квтч. В свою очередь «Вингфилд», выступающий как непосредственный экспортер энергии с рос. стороны, передает ее на рос.-грузинской границе местному совместному предприятию «Грузросэнерго» уже за 2,3 цента. Разница 0,45 цента за 1 квтч. при месячной поставке энергии в Грузию (например, в янв. 2001г. — 60 млн.квтч.) составляет достаточно солидную сумму. Другой вопрос — причины экспорта электроэнергии в Турцию по цене 3,45 цента за 1 квтч., в то время как, например, Болгария продает на турецкий рынок по 4 цента.

Грузино-китайские отношения. 12-14 апр. 2001г. в Тбилиси с офиц. визитом находился зам. премьера Госсовета КНР Ли Ланыдин. Это был первый визит в Грузию китайской делегации столь высокого ранга.

Поскольку инициатором визита выступала китайская сторона, можно с уверенностью говорить об интересе Пекина к расширению сотрудничества с Тбилиси, что, в свою очередь, воспринимается грузинской стороной с воодушевлением.

В контексте двусторонней заинтересованности в идее возрождения «Великого шелкового пути», Э.Шеварднадзе подчеркнул, что Грузия с ее черноморскими терминалами и сквозной транспортной связью с соседней Турцией, является выгодным партнером Китая — одного из узловых участников реализации этого проекта.

По оценке пред. парламента З.Жвания, намеченные властями Грузии эконом. приоритеты расширения грузино-китайских связей в сфере энергетики, добычи и переработки нефти, легкой, лесной и деревообрабатывающей промышленности, телекоммуникаций и сельского хозяйства «полностью совпадают» с интересами китайской стороны.

Госминистр Грузии Г.Арсенишвили акцентировал тот аспект, что в области двустороннего сотрудничества существует «довольно солидная» правовая база (подписано 25 документов). По его словам, в 2000г., по сравнению с предыдущим периодом, грузино-китайский товарооборот возрос на 40%.

Китай проявляет интерес к строительству в рамках проекта «Шелковый путь» альтернативной сквозной ж/д линии на всем протяжении от Дальнего Востока до Европы. В свете этого в Пекине с повышенным вниманием отнеслись к грузино-турецкому проекту строительства ж/д участка Ахалкалаки-Карс. Перспективными планами предусматривается транспортировка природного газа из КНР в зап. направлении через территорию Грузии. В Пекине ведется проработка вопроса о китайском участии в реализации проекта Баку-Тбилиси-Джейхан. «Чэндуская Энергетическая Корпорация» из пров. Сычуань ведет строительство Ходорской ГЭС в Панкисском ущелье, дан «зеленый свет» продолжению работ госнефтяной компании КНР «Да Ган» в области нефтеразведки на территории Грузии (имеет два контракта, намерена участвовать в тендере за третий).

Запланировано строительство китайцами ЛЭП в Зап. Грузии. Достигнуты принципиальные договоренности между Пекином и Тбилиси о производстве малогабаритной сельхозтехники на базе Кутаисского машиностроительного завода и создании СП с привлечением инвестиций Синьтайского тракторного завода КНР.

Китай прагматично подходит к освоению грузинского рынка. За основу взят курс возврата уже вложенных в грузинскую экономику средств, прежде чем вести разговор о расширении сотрудничества. Китайцы участвуют только в тех проектах, находящихся под патронажем зап. инвесторов.

Положение в энергосекторе. Энергетика Грузии продолжает находиться в глубоком и затяжном кризисе. В стране хронический энергодефицит. Сохраняется зависимость республики от поставок электричества из России. Имеющиеся генерирующие предприятия, в т.ч. наиболее крупные ТбилГРЭС, ХрамиГЭС, ИнгуриГЭС, нуждаются в реабилитационных работах.

По мнению руководителя посетившей в фев. 2000г. Тбилиси миссии ВБ Д.Уотерса, в числе основных причин, препятствующих развитию энергосектора Грузии — неплатежи за потребляемую энергию, высокий уровень коррупции и значительные потери при передачах электричества, достигающие 30-40%, тогда как в межд. практике они не превышают 10%. По его словам, необходимо также повысить уровень управления предприятиями, укрепить региональные связи на Южном Кавказе, предотвратить спады в работе регулирующих энергосистем. Не дают ожидаемых результатов зарубежные кредиты: ЕБРР — 38,7 млн.долл., Ассоциация межд. развития ВБ — 52 млн.долл. Немецкий кредитный банк реконструкции — 80 млн.марок и др.

Местные специалисты считают, что **для вывода энергетики Грузии из застойного состояния необходимо не менее 1 млрд.долл. инвестиций.**

В марте 2000г. оформлены документы по приватизации 9 и 10 энергоблоков ТбилГРЭС ам. фирмой AES. В переговорной стадии находится вопрос приватизации американцами Руставской электрораспределительной компании. AES обязалась внести за акции предприятий 11,5 млн.долл., осуществить инвестиции в 47 млн.долл. и погасить 100 млн. задолженности перед межд. финансовыми институтами. В дек. 1998г. эта же фирма стала владельцем Тбилисских электрораспределительных сетей, инвестировав 75 млн.долл.

Объявлено о победе в тендере на право управления 25 районными электрораспределительными предприятиями и 5 ГЭС в Зап. Грузии консорциума в составе франц. компаний SIF Energy и EDF, а также грузинской GMT Group. Группа фирм намерена выплатить за пакеты акций 22,5 млн.долл., инвестировать 39 млн.долл. и погасить долг государства перед ЕБРР в 3,5 млн.долл. Подписан договор о сооружении в Кахетии ГЭС совместно с китайской госкомпанией из пров. Сычуань. Проявлена заинтересованность со стороны словацкой «Истро Энерго Групп Левице» (строительство Ткибульской ГЭС), фирм из Великобритании, ФРГ и Турции. В Тбилиси в янв. 2000г. вице-премьер Турции Д.Эрсумер и министр топлива и энергетики Грузии Д.Мирицхулава подтвердили готовность способствовать осуществлению проектов по строительству высоковольтной ЛЭП Гардабани (ТбилГРЭС)-Ахалцихе (Грузия)-Карс (Турция) и Параванской ГЭС. Д.Эрсумер подтвердил заинтересованность Турции в поставках из Грузии электроэнергии.

ВБ предполагает инвестировать 40 млн.долл. для поддержки рынка энергетики Грузии. В рамках помощи регионам Грузии, пострадавшим от конфликтов, Комиссией ЕС намечается выделение грантов в общей сумме до 10 млн.евро для реабилитации Ингури ГЭС.

ДАНИЯ

Д. — страна с развитой энергетикой, имеющей прочную базу в виде значит. собственных запасов углеводородов.

Для энергетических целей также широко используется биомасса, солома, отходы лесной и деревообработ. промышленности. Используются ветровая и солнечная энергия. В целях снижения энергетических потерь на энергоемких производствах и ТЭЦ широко используются современные технологии рекуперации энергии.

В стране при помощи адм. и эконом. мер ведется активная работа по снижению удельного энергопотребления. На производстве расширяется использование энергосберегающих устройств и приборов. Большое внимание уделяется также вопросам сбережения тепла в пром. и жилищном строительстве.

Ветроустановки производят 437 гвтч. В 2000г. энергосистемы, работающие на биомассе, производили порядка 75 пентаджоулей энергии (10% всего энергопроизводства Дании), а к 2015-25гг. планируется вырабатывать 150/200 ПДЖ (до 20%). Исследования в области альтернативной энергетики (предполагается начать 105 новых «зеленых проектов» до конца 2005г.) позволяют рассчитывать, что к 2030г. до 35% энергопроизводства Д. будет осуществляться на базе возобновляемых источников энергии.

Ведется разработка и совершенствование следующих тех. проектов: небольшие установки производительностью 5-600 куб. м. биогаза в сутки из отходов животноводства. Стоимость подобных установок составляет 1-3 млн. крон (30% суммы компенсируется государством); крупные заводы по производству биогаза в процессе переработки бытовых органических отходов, а также сточных вод. **Законодательство страны запрещает использование атомной энергии.**

Общее потребление первичной энергии в Д. за последние десятилетия оставалось практически неизменным: в 2000г. оно составило 844 гдж. (20 млн.т.н.э.) по сравнению с 825 гдж. в 1972г., который был последним годом перед первым нефтяным кризисом. На протяжении 90гг. общее среднегодовое энергопотребление увеличилось на 0,3%.

Хотя общее энергопотребление оставалось практически стабильным, доли различных первичных источников энергии существенно изменились. Д. прошла путь от практически полной зависимости от импорта нефти, которая в 1972г. составляла 92% в общем балансе энергопотребления, до сегодняшней ситуации, для которой характерна диверсификация энергоснабжения: нефть (45%), уголь (26%), природный газ (20%) и возобновляемые источники энергии (9%).

В последние десятилетия в Д. удалось создать значит. мощности по производству нефти, природного газа и возобновляемых источников. Производство энергии в Д. превысило общий объем ее потребления. Производство нефти составило 11,4 млн.т.н.э., природного газа — 7 млн. т.н.э., возобновляемые источники энергии — 1,8 млн. т.н.э. Нефть и газ производятся в офшорной зоне части акватории Сев. моря, принадлежащей Д. К возобновляемым источникам относятся, главным образом, отходы, солома, дерево и ветер. Отопление с использованием солнечной энергии составляет 0,4%.

Д. является экспортером природного газа и нефти, в то время как **потребности в угле полностью удовлетворяются за счет импорта.** Ведется активная торговля электроэнергией (как импорт, так и экспорт), в первую очередь с Норвегией и Швецией. Для обеих этих стран характерна существенная доля гидроэнергетики, в то время как энергетика Д. практически полностью основана на ископаемых видах топлива.

Производство электроэнергии в Д. сосредоточено в 2 независимых секторах, каждый из которых организован в рег. ассоциации, отвечающие за планирование, распределение нагрузки и управление принадлежащими им электросетями. Между 2 этими сетями, покрывающими, соответственно, вост. и зап. части страны, нет прямого соединения по проводам.

8 рег. электрических компаний обеспечивают 75% общего объема производства электроэнергии в стране. 25% электроэнергии производятся небольшими ТЭС и ветряками, которые в 2000г. произвели 8% электроэнергии.

В Д. существует 100 распределит. электрических компаний. Каждая из них является монополистом в соответствующем районе. Распределит. компании в основном принадлежат муниципалитетам или кооперативам потребителей.

В янв. 2000г. рынок электроэнергии был открыт для конкуренции. Промышленность, которая потребует 100 гвт. электроэнергии, и распределит. компании, ежегодно доставляющие потребителям также 100 гвт., могут теперь приобретать электроэнергию как у зарубежных, так и у датских производителей. Открытие рынка охватывает 7 предприятий, обеспечивающих 5% пром. потребления электроэнергии, и 50% распределит. компаний, обеспечивающих 90% общего объема продаж. Производство электроэнергии базируется на

использовании угля, составлявшего в 2000г. 60% в общем балансе потребления топлива для производства электроэнергии и комбинированного производства электроэнергии и тепла. Потребление природного газа составляло 15%, нефти — 12%, возобновляемых источников — 12%. В будущем доля природного газа значительно увеличится в результате ввода в действие доп. крупных и мелких ТЭС на природном газе.

Цены на электроэнергию регулируются чтобы отражать издержки производства и распределения. В них также включается доп. надбавка, достаточная для финансирования кап. затрат. Цены на электроэнергию должны ежегодно одобряться Комиссией по ценам на электроэнергию.

В 2000г. большинством членов парламента было принято решение о значит. реструктуризации энергетики. Оно касалось дальнейшего открытия рынка электроэнергии для конкуренции, предусматривая возможность для всех потребителей с 2002г. свободно выбирать поставщиков электроэнергии. Будет сформирован рынок «зеленого электричества», и к 2003г. все потребители обязаны будут получать, по крайней мере, 20% используемого ими электричества от поставщиков «зеленого электричества». Еще одним новым механизмом стало квотирование выбросов CO₂ для крупных производителей электроэнергии, причем при превышении квот они будут обязаны вносить соответствующие платежи государству.

Одной из важнейших целей энергетической политики являлось внедрение и развитие комбинированного производства тепла и электроэнергии. Чтобы использовать сопутствующее тепло при производстве электроэнергии на крупных электростанциях на ископаемом топливе, в 8 наиболее крупных городах Д. были сооружены системы центр. отопления.

Системы центр. отопления были также созданы во многих небольших и средних городах. В 90гг. районные станции по производству тепла, которые снабжали эти системы, были преобразованы в децентрализованные ТЭС. Развитие этого процесса целенаправленно стимулировалось с помощью схем поддержки, в частности, субсидирования инвестиций и производства электроэнергии.

Существует 400 компаний, распределяющих тепло. Многие из них занимаются как производством, так и распределением тепла, в то время как другие покупают тепло у ТЭС, которые принадлежат энергетическим компаниям. Компании по распределению тепла либо принадлежат муниципалитетам, либо организованы в форме потребит. кооперативов.

Цены на тепло регулируются в соответствии с уровнем затрат. Каждый год они должны быть одобрены Комиссией по ценам на тепло и газ. Из-за того, что цены устанавливаются на базе издержек, а также в силу разъединенности тепловых сетей по стране, существует значит. разброс цен на пользование системами центр. отопления.

Ветроэнергетика

Д. — страна с развитой энергетикой, имеющей прочную базу в виде собственных запасов углеводородов. В то же время ввозятся ежегодно 11 млн.т. сырой нефти и нефтепродуктов, 8 млн.т. каменного, бурого угля и буроугольных брикетов.

В целях снижения энергетических потерь на энергоемких производствах и ТЭС широко используются современные технологии рекуперации энергии. В стране при помощи адм. и эконом. мер ведется активная работа по снижению удельного энергопотребления. На производстве расширяется использование энергосберегающих устройств и приборов. Большое внимание уделяется также вопросам сбережения тепла в пром. и жилищном строительстве. Всего в стране на тепловых и ветроэлектростанциях производится 32 млрд. квтч электроэнергии. Общая мощность ГЭС в Д. незначительна (0,23 млрд.квтч).

Взятый правительством курс на планомерное снижение на 20% до 2005г. выбросов углекислого газа в атмосферу стимулирует использование **альтернативных экологически чистых возобновляемых источников энергии**. Их использование позволяет покрывать 10% потребностей страны, что эквивалентно 80 пдж. (1 пентаджоуль — 23,9 тыс.т. нефтеэквивалента).

В области ветроэнергетики, как в практическом использовании ветровой энергии, так и в производстве соответствующего оборудования Д., наряду с США, **занимает ведущее место в мире**. Ведутся также исследовательские работы по практическому использованию солнечной энергии. На рынок уже поступили образцы приборов для использования солнечной энергии в целях производства тепла и электроэнергии. В 1999г. установленные ветроэнергоустановки обеспечили суммарную мощность порядка 1500 мвт., что составило 8,5% от всей потребляемой энергии. Ожидается, что к 2005г. эта доля возрастет до 10%.

Согласно разработанному Датским агентством по энергетике (ДАЭ) плану развития отрасли, в 1999г. на крупных комбинированных ТЭС использовалось в качестве топлива до 1,4 млн.т. биомассы (1,2 млн.т. соломы, 200 тыс.т. древесной стружки). ДАЭ финансирует (до 70% всех расходов) исследования в данной области, проводимые преимущественно на базе департамента хим. инжиниринга Датского тех. ун-та. Наиболее серьезной проблемой, сдерживающей развитие биоэнергетики, является быстрый коррозионный износ оборудования при использовании биомассы в качестве топлива. К 2010г. будут созданы сверхстойкие никелевые сплавы, которые смогут обеспечить необходимую износостойкость наиболее подверженных коррозии частей бойлера и турбины.

Согласно прогнозам ДАЭ, с 2001г. энергосистемы, работающие на биомассе, будут ежегодно производить 75 пдж. энергии, а к 2015/25 гг. до 150/200 пдж.

Другим перспективным направлением биоэнергетики является создание оборудования по производству биогаза. По оценкам экспертов консалтинговой компании «Крюгер», 1 куб.м. биогаза (состоящий из 65% метана, 45% углекислого газа, 0,5% сероводорода) эквивалентен 0,6 л. нефти или 6 квтч. электроэнергии. Компанией «Крюгер» построен и запущен в опытную эксплуатацию завод в г.Хасхой (Зеландия), способный производить ежедневно 6 тыс.куб.м. биогаза из 135 т. органического мусора. Ожидается, что использование биогаза позволит произвести в 2000г. 2 пдж. энергии, в 2005г. — 4 пдж. и в 2025г. — до 20 пдж.

При поддержке ДАЭ ведется разработка и совершенствование следующих тех. проектов: не-

большие установки производительностью 5–600 куб.м. биогаза в сутки из отходов животноводства. (стоимость подобных установок составляет 1–3 млн.крон, 30% суммы компенсируется ДАЭ); крупные заводы по производству биогаза в процессе переработки бытовых органических отходов, а также сточных вод.

По мнению руководства ДАЭ, проводимые исследования в области альтернативной энергетики (предполагается начать 105 новых «зеленых проектов» до конца 2005г.), позволяют рассчитывать, что к 2030г. до 35% энергопроизводства Д. будет осуществляться на базе возобновляемых источников энергии.

Производители ветроэнергоустановок в Д. объединены в Ассоциацию производителей ветровых турбин.

Крупнейшими датскими производителями ветроэнергоустановок являются: «Вестас Винд Системз», «НЕГ Микон» и «Бонус Энерджи». Датские компании разрабатывают установки в диапазоне от 150 квт. до 2,5 мвт. на основе единой инженерной концепции, предусматривающей трехлопастный пропеллер, постоянное вращение ротора турбины, поворот по направлению ветра, при этом используются передовые технологии НАСА (США), что обеспечивает эффективность и дешевизну эксплуатации.

Так, современные ветровые турбины мощностью 650 квт. и выше способны производить электроэнергию, себестоимость которой сравнима с электростанциями, работающими на угле.

Индия

Значит. водные ресурсы. Позволяют создать до 150 тыс. мвт. установленных мощностей гидроэнергетики, а также до 100 тыс. мвт. на гидроаккумулирующих электростанциях и порядка 7 тыс. на мини-ГЭС (мощностью менее 15 мвт.). Обладая 8% мирового гидроэнергетического потенциала, И. занимает десятое место в мире по мощности ГЭС, составляющей порядка 25 тыс. мвт.. Развитие гидроэнергетики признается наиболее предпочтительным и самым экономичным способом наращивания индийского энергетического потенциала. Перспективность для И. данного направления в энергетике обусловлена длительным сроком эксплуатации оборудования ГЭС, незначит. производственными издержками, высокой экологической безопасностью выработки энергии и стремлением снизить зависимость от импорта энергоносителей. Несмотря на это, доля гидроэлектростанций в совокупных установленных мощностях энергетики страны снизилась с 44% в 1970г. до 24% в 2000г., что было вызвано ошибками планирования и неспособностью привлечь надлежащий объем инвестиций в сооружение ГЭС и привело к нарушению баланса в пользу теплоэнергетики.

В целях ускорения реализации имеющегося потенциала гидроэнергетики, который освоен лишь на 15%, и восстановления соотношения ТЭС и ГЭС на уровне 60:40 правительством И. в 1998г. была разработана Нац. политика в области развития гидроэнергетики. Задачами политики являются создание 10 тыс. мвт. мощностей в данном секторе в течение 9 пятилетнего плана (1997–2002гг.) за счет завершения работ по уже осуществляемым проектам, определение новых крупных проектов и

переход к их реализации на первоочередной основе при увеличении бюджетного финансирования, повышение роли частных инвесторов в гидроэнергетике и содействие проектам строительства малых ГЭС, главным образом в удаленных и слабо развитых горных районах. Всего 9 планом предусматривается создание 40,2 тыс. мвт. новых мощностей, включая АЭС.

В качестве главного инструмента для достижения поставленных правительством задач по реализации крупных проектов сооружения ГЭС планируется использовать бюджетное финансирование, которое в проекте бюджета на 2001/02 ф.г. будет увеличено до 800 млн. долл. с 570 млн. долл., фактически затраченных на эти цели в 2000/01 ф.г. Из этих ассигнований 340 млн. долл. (на 100 млн. больше, чем в пред.г.) выделяется на проекты, осуществляемые Нац. гидроэнергетической корпорацией, общей мощностью 2280 мвт., среди которых основными являются ГЭС «Коэл Каро» (710 мвт., шт.Бихар), «Гиста-V» (510 мвт., шт.Сикким), «Дулхаста» (390 мвт., шт.Джамму и Кашмир) «Чамера-П» (300 мвт., шт.Химачал-Прадеш) и «Дхолиганга» (280 мвт., шт.Уттар-Прадеш). Почти в 2 раза по сравнению с прошлогодним уровнем, до 260 млн. долл., планируется увеличить финансирование строительства сооружаемого при участии рос. проектных организаций гидроузла «Тери» общей мощностью 2400 мвт., первая очередь которого (1000 мвт.) должна быть введена в эксплуатацию до конца марта 2002г. Практически на том же уровне, что и в пред.г. (190 млн. долл.), остаются ассигнования на строительство ГЭС «Натхпа Джакри» мощностью 1500 мвт. в шт.Химачал-Прадеш. Из крупных проектов в северо-вост. части И., осуществление которых будет начато в ближайшие год-два, следует упомянуть ГЭС «Типаимукх» (1500 мвт., шт.Манипур), «Каменг» (210 мвт., шт.Аруначал-Прадеш) и «Туивай» (210 мвт., шт.Мизорам).

Сдержанное отношение частного сектора к гидроэнергетическим проектам объясняется более длительным периодом их окупаемости по сравнению с ТЭС, а также необходимостью инвестировать в соц. программы, связанные с реабилитацией и трудоустройством населения, эвакуируемого с затопляемых территорий. С участием частного сектора сооружается лишь три проекта совокупной мощностью 716 мвт., работы по еще 5 проектам мощностью 200 мвт. будут начаты в ближайшее время. В этих условиях правительство намерено создать максимально благоприятный режим частных, в т.ч. зарубежных, инвестиций в гидроэнергетику путем существенного упрощения адм. процедур, связанных с одобрением проекта, землеотводом, соблюдением экологических требований и предоставлением соц. гарантий.

Росту интереса потенциальных инвесторов к индийской энергетике вообще и к гидроэнергетике в частности будет способствовать планируемая рационализация тарифов на электроэнергию и кардинальное сокращение субсидий, доходящих в ряде случаев до 90%, а также действия, направленные на борьбу с хищениями электроэнергии и сокращение ее потерь при передаче и распределении. Помимо гос. финансирования и частных инвестиций, немаловажную роль в развитии индийской гидроэнергетики играют кредиты со стороны межд. фин. организаций, в первую очередь ВБ и

АзБР, а также Японии. Так, ВБ были предоставлены средства на строительство 8 крупных ГЭС общей мощностью 5570 мвт., а Банком межд. сотрудничества Японии – 10 ГЭС мощностью 4000 мвт.

Другими важными направлениями развития гидроэнергетики, помимо создания новых мощностей на ГЭС, являются строительство гидроаккумулирующих электростанций (эксплуатируется лишь несколько ГАЭС общей мощностью 1500 мвт. и еще 3000 мвт. находится в стадии сооружения); модернизация существующих ГЭС (разработан генеральный план модернизации 55 электростанций, который позволит увеличить их мощность на 2500 мвт.); строительство мини-ГЭС (министерством по нетрадиционным источникам энергии подготовлена программа развития мини-ГЭС, охватывающая 3300 проектов общей мощностью 2800 мвт.). Чтобы довести долю гидроэнергетики в производстве электроэнергии до 30% к 2008г., потребуется создать как минимум 33 тыс. мвт. новых мощностей.

Развитие атомной энергетики. Рассматривается правительством И. в качестве одного из важнейших направлений. В стране вырабатывается 2720 мвт. атомной энергии (3% от общей энергомощности). К 2012г. планируется увеличить производство атомной энергии до 9100 мвт., а к 2020г. до 20000 мвт.

Курирование программы поручено Департаменту атомной энергии. Исследоват. работы проводятся в Indira Gandhi Center for Atomic Research (IGCAR), Bhabha Atomic Research Center (BARC), а строительство и эксплуатация АЭС поручена гос. компании Nuclear Power Corporation of India (NPCIL).

Первым этапом программы является создание реакторов на тяжелой воде (pressured heavy water reactors – PHWR). В стране действуют 12 таких реакторов в г.г.Тарапуре (шт.Махараштра), Раватхате (шт.Раджастан), Калпаккаме (шт.Тамил-Наду), Нароре (шт.Утар-Прадеш), Какрапаре (шт.Гуджарат) и Кайге (шт.Карнатака). Программа предусматривает строительство еще 4 энергоблоков на тяжелой воде на уже существующих АЭС. Два из них в г.Тарапуре мощностью 500 мвт. каждый (ввод в действие первого блока планируется осуществить к окт. 2005г., второго – к июлю 2006), другие два – в г.Кайге – мощностью 220 мвт. каждый (первый энергоблок будет сооружен к дек. 2006г., второй – к дек. 2007г). К 2020г. ожидается соорудить еще 2 атомных реактора мощностями 2x220 и 10x500 мвт.

Второй этап программы – разработка реакторов на быстрых нейтронах (fast breeder reactor – FBR), которые в качестве топлива используют смесь карбида урана и плутония. Опытно-конструкторские работы по созданию таких реакторов, а также топлива для них ведутся в двух исследоват. центрах BARC (г.Мумбаи) и IGCAR (г.Калпаккам). В 2002 г планируется продолжить работу над созданием прототипа реактора на быстрых нейтронах (PFBR) мощностью 1x500 мвт., а к 2020г. в соответствии с планами правительства ожидается построить еще один PFBR мощностью 4x500 мвт.

Третьей стадией является создание улучшенных реакторов на тяжелой воде (advanced heavy water reactors (AHWR), использующих в качестве топлива торий, что является долгосрочной целью для Департамента атомной энергии И. Вызвано

это тем, что запасы тория в стране в 5–6 раз выше урановых. Разработки AHWR ведутся в BARC.

Помимо трех указанных этапов в программу входит строительство АЭС, использующих реакторы на легкой воде. Помимо АЭС, создаваемой при содействии рос. специалистов в Куданкуламе, к 2020г. планируется построить еще одну атомную энергостанцию с реакторами на легкой воде мощностью 6x1000 мвт.

Энергетика-1999

Включившиеся в строительство энергообъектов частные компании в 1998г. ввели в строй энергоустановок на 1274 мвт., при плане 876 мвт. В это же время из запланированных правительством И. 384 мвт. доп. мощностей было введено в строй 51 мвт., а из запланированных 1463 мвт. правительствами штатов введено в строй только 20 мвт.

Из 19 проектов, находящихся в стадии реализации и призванных увеличить суммарную мощность энергетики И. на 2332 мвт., 11 проектов государственными частными компаниями, – 1704 мвт. Все эти проекты реализуются при участии ведущих зарубежных энергетических компаний и отнесены к разряду приоритетных, которым со стороны государства будут предоставлены гарантии и оказана соответствующая поддержка.

К данным проектам относятся: электростанция, сооружаемая в штате Махараштра компанией Dabhol Power, являющейся СП между ам. фирмами Enron и General Electric. Первая очередь данной станции на 740 мвт. введена в эксплуатацию в 1999г. Строительство второй очереди на 1624 мвт планируется в отдаленной перспективе.

Компаниями Spectrum Technologies (США), Rolls Royce (Великобритания) при участии инд. фирмы Toya Food Industries завершено строительство ТЭС комбинированного цикла на 208 мвт. в г. Годавари (шт. Андхра-Прадеш). Общая стоимость строительства оценивается в 250 млн.долл.

Недалеко от г. Джегурунаду (шт. Андхра-Прадеш) завершается сооружение электростанции на 235 мвт, стоимостью 200 млн.долл. В проекте участвуют ам. GVK Industries и CMS Generation.

По проекту сооружения в г. Визакхапатнаме (шт. Андхра-Прадеш) электростанции в 1040 мвт, в котором участвуют Hinduja National Power (Ю.Корея) и National Power (Великобритания), до сих пор не урегулированы разногласия с компаниями Coal India и Indian Railways, которые должны гарантировать бесперебойное снабжение станции топливом. Данный проект в 1 млрд.долл. может быть полностью реализован в 2000г.

В шт. Орисса ам. компанией AES Transpower совместно с Orissa Power Generation осуществляется проект создания второй очереди станции «Иб Велли» на 500 мвт. После пересмотров мощности проекта и увеличения в итоге его до 500 млн.долл. правительством штата было пересмотрено соглашение о покупке электроэнергии и проект направлен на одобрение правительства страны.

В г. Мангалор (шт. Карнатака) из-за задержки с выдачей правит. гарантий приостановлено осуществление проекта строительства ТЭС на 1000 мвт при участии ам. компании Cogentrix. Стоимость строительства превысит 1,7 млрд.долл.

Две ам. фирмы ST Power System и CMS Generation завершают строительство ТЭС Zero Unit в г.

Нейвели (шт. Тамилнаду). Мощность первой очереди ТЭС составит около 250 мвт, стоимость проекта приблизительно 600 млн.долл. Сдача в строй объекта намечена на конец 2000г.

В шт. Махараштра в середине 1999г. завершено строительство ТЭС мощностью 1082 мвт. В сооружении объекта принимали участие крупная француз. компания EDF и инд. госкомпания Central India Power. **Стоимость проекта составила 1 млрд.долл.**

Вопросом первостепенной важности, который необходимо решить правительству И. и местным органам власти, является выработка единой политики предоставления гарантий инвесторам через заключение с ними соглашений о ценах на покупку электроэнергии. В противном случае положение дел, когда из 60 предложенных несколько лет назад иноинвесторами проектов, осуществляются только 8, может еще более усугубиться.

Потенциально частный сектор мог бы значительно повысить энергетические мощности страны. На начало 1999г. в различных стадиях рассмотрения находились 311 частных энергетических проектов суммарной мощностью 67 тыс. мвт. Из них 59% приняты к осуществлению, их суммарная мощность составит 9264 мвт.

В течение 2000г. минэнерго И. намерено объявить тендеры на осуществление 15 крупных энергетических проектов, для которых предусмотрены выгодные условия заключения РРА (Power Purchasing Agreement) — договоров о покупке электроэнергии. Все это свидетельствует о серьезности намерений правительства И. перенести бремя расходов на развитие энергетики с госбюджета **на частных инвесторов.**

Для традиц. участников осуществления энергетических проектов в И. по схеме, предусматривающей оплату выполняемых работ и поставку оборудования из госбюджета с последующей передачей объекта в госсобственность, новая политика Правительства в этой области может обернуться потерей позиций данных компаний на энергетическом рынке И.

ИРАН

По выработке электроэнергии Иран занимает 20 место в мире. Система энергоснабжения Ирана представляет собой сеть энергетических р-нов, большинство которых объединено в единую энергосистему.

Практически вся электроэнергия в стране (более 90%) вырабатывается электростанциями региональных энергетических компаний, имеющих, как правило, статус неправит. организаций. Однако все эти компании подведомственны минэнергетики и в реальности им управляются и контролируются.

В стране имеются высоковольтные ЛЭП напряжением (кв.) 400, 230, 132, 66, 63, 33, 20, 11, а также низковольтная распределительная сеть напряжением 220в. и 400в. с частотой переменного тока 50гц. Суммарные потери электроэнергии в передающей и распределительной сети Ирана выше общепринятых стандартов и составляют 15%. Общая протяженность ЛЭП составляла в 2000г. 400 тыс. км.

Энергосистема Ирана связана ЛЭП с энергосистемами Турции, Азербайджана, Армении и Турции.

По данным минэнергетики Ирана, в 2000г. установленная мощность электростанций страны возросла на 950 мвт. и превысила 26000 мвт. а выработка электроэнергии составила 115 млрд. квтч., что на 8% больше, чем в 1999г. 90% электроэнергии выработано ТЭС. При этом, крупнейшей ТЭС Ирана в 2000г. стала электростанция «Рамин», построенная при тех. содействии ГУП «ВО Технопромэкспорт». В фев. 2000г. сданы в эксплуатацию два блока по 315 мвт. каждый, а суммарная мощность ТЭС «Рамин» достигла 1890 мвт.

В структуре потребления электроэнергии преобладает коммунальный сектор — 35%, далее следует промышленность — 34%, сельское хозяйство — 8%, различные гос. и коммерческие структуры — 23%. Общее количество абонентов распределительной сети превышает 14 млн.

В последние годы потребности Ирана в электроэнергии растут на 6-8% в год. Такими же темпами (с некоторым отставанием от спроса) растут установленные мощности и выработка электроэнергии, что позволяет обеспечить высокий уровень электрификации как городских (99%), так и сельских (92%) р-нов страны. В отдельных провинциях и р-нах в пиковые периоды потребления электроэнергии (обычно в летние месяцы) ощущается нехватка генерирующих мощностей и пропускной способности электросетей, что иногда вынуждает к введению там временного нормирования подачи энергии. Отставание роста выработки электроэнергии от роста ее потребления привело в 2000г. к дальнейшему увеличению пиковых нагрузок и к сокращению резерва генерируемых мощностей. По оценкам иранских энергетиков, существующий резерв в два раза ниже общепринятых стандартов.

По данным минэнергетики Ирана, в 2001/02 иранском году в развитие отрасли планируется инвестировать 9,96 трлн. риалов (1,26 млрд.долл. по текущему биржевому курсу). Из этой суммы 4,85 трлн. риалов направляется на рост мощностей электрогенераторов, 3 трлн. риалов на развитие высоковольтных ЛЭП и 2,11 трлн. риалов на расширение распределительной сети. В течение следующего года к энергосистеме страны намечено подключить четыре новые электростанции, а суммарный прирост энергетических мощностей может превысить 1500 мвт. При этом, учитывая недостаточность централизованных (бюджетных) источников финансирования, впервые намечается привлекать инвестиции частного сектора. С этой целью идет работа над изменением действующего законодательства, предопределяющего гос. монополию в энергетическом секторе.

Ожидается, что первой частной иранской электростанцией станет ТЭС, строительство которой начнется в 2001г. на севере Ирана около г.Резваншахр. Мощность электростанции составит 900 мвт. Соответствующее соглашение подписано рядом компаний из Ирана, Германии и Италии, вошедших в специально созданный для строительства ТЭС консорциум. В соответствии с соглашением сооружение ТЭС будет осуществляться на условиях В.О.Т. (строительство — эксплуатация — передача объекта заказчику). При этом, консорциуму дается право эксплуатации ТЭС в течение 20 лет с последующей передачей объекта в ведение минэнергетики Ирана с предоставлением последнему эксплуатационной гарантии на 10 лет. Срок

строительства определен в 3г., а стоимость реализации проекта оценивается в 550 млн. евро.

В 2000г. продолжались работы по достройке при содействии ЗАО «Атомстройэкспорт» первого блока АЭС «Бушер» мощностью 1000 мвт.

ИТАЛИЯ

Энергетические потребности Италии в последние годы стабильно растут. В 2000г. по сравнению с пред.г. они выросли примерно на 1,2% и составили 184,8 млн. т.нефтяного эквивалента.

В дальнейшем темпы роста энергетических потребностей постепенно будут замедляться: 2005г. — 1%, 2010г. — 0,3%, 2015г. — 0,2%.

Долевые составляющие потребления различных источников энергии в 2000г. представляли собой: нефть и нефтепродукты, включая низкосортные нефтяные эмульсии — 49,4% от общего объема (1999 — 50,6%), прир. газ — 31,4% (1999 — 30,6%), твердое топливо (уголь, торф, горючие сланцы) — 6,9% (1999г. — 6,7%), электроэнергия — 5,3% (1999г. — 5%), альтернативные источники энергии — 7% (1999г. — 7,1%).

Энергетические потребности Италии: млн.т.н.э.

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Производство	32,2	33,4	33,4	33,0	32,3	30,8
Импорт.....	157,0	158,3	161,0	169,0	169,9	180,0
Экспорт.....	17,2	18,7	21,1	23,0	20,3	21,1
Увеличение запасов	0,3	1,3	-1,1	-0,2	-0,8	4,9
всего	171,7	171,7	174,4	179,2	182,7	184,8

Энергетический баланс Италии в 2000г., в млн.т.н.э.

	1999г.		2000г. % к 1999		2000г. по источникам энергии	
	Нефть и нефтепр.	Прир. газ	Твердое топливо	Электр. энергия	Альтернативные	
Производство	32,3	30,8	-4,6	4,5	13,4	0,4
Нетто-импорт	149,6	158,9	6,2	88,4	47,4	13
Движение запасов	0,8	-4,9	-	-1,6	-2,7	-0,6
Общий объем потребления	182,7	184,8	1,1	91,3	58,1	12,8
% в общем потреблении.....	49,4	31,4	6,9	5,3	7	

Производство электроэнергии учтено в балансе потребления топлива (АЭС в Италии отсутствуют).

В Италии традиционно на долю прир. газа и нефти приходится порядка 81% всех итал. потребностей в энергоносителях, тогда как в остальном мире это соотношение приближается к 64% (66% в среднем для Европы). Подобная структура, как полагают эксперты, сохранится и в будущем.

Потребности Италии в нефти и прир. газе: млн.т.н.э.

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Производство						
Нефть и нефтепродукты	5,2	5,5	5,9	5,6	5,0	4,5
Прир. газ	16,5	16,5	15,9	15,7	14,4	13,4
Импорт						
Нефть и нефтепродукты	106,6	107,6	108,9	112,5	107,4	109,4
Прир. газ	28,6	30,6	32,2	35,2	40,8	47,4
Экспорт						
Нефть и нефтепродукты	16,8	18,4	20,8	22,7	20,1	21,0
Прир. газ	-	-	-	-	-	-
Движение запасов						
Нефть и нефтепродукты	0,7	-0,3	0,8	-0,6	0,1	-1,6
Прир. газ	-0,2	-0,7	-0,3	0,7	0,8	-2,7
Общий объем потребления						
Нефть и нефтепродукты	95,8	94,3	94,8	94,9	92,4	91,3
Прир. газ	44,8	46,4	47,8	51,5	56,0	58,1

Доля прир. газа стабильно растет, в то время как

количественное потребление др. энергоносителей остается практически без изменений. Это связано с меньшим воздействием на окружающую среду отработанных газов, технологией комбинированного цикла и большей отдачей при использовании прир. газ для производства электроэнергии по сравнению с др. энергоносителями. К 2020г. доля прир. газа в общих потребностях промышленно развитых стран, включая Италию, сравнится с уровнем используемой нефти и нефтепродуктов.

Направления потребления нефтепродуктов претерпевают изменения: сокращение использования нефтепродуктов в пром. целях и для отопления компенсируется ростом потребностей в них в транспорте.

Спрос на энергоносители более чем на 4/5 удовлетворялся за счет импорта. Основное место по-прежнему занимает импорт сырой нефти, который в 2000г. составил 83,65 млн.т. (на 3,9% больше, чем в 1999г.). Большая часть нефти поступила из североафр. стран (доля нефтяного рынка Италии — 37,9%) и ближневосточного региона (37,5%).

Среди стран-поставщиков по-прежнему доминирует Ливия, доля которой в 2000г. составила 24,7% (20 млн.т.). Россия находится на втором месте (17,4%, 14 млн.т.). Значимые позиции среди экспортеров также занимают: Иран (11,7% рынка), Сауд. Аравия (10,9%), Ирак (10,5%).

Потенциальные возможности увеличения поставок нефти в Италию существует со стороны ряда стран, которые в 2000г. резко расширили свой экспорт в Италию (Алжир, Ирак, Кувейт, Азербайджан, Казахстан). Одновременно с этим произошло резкое сокращение объемов импорта из В. (-32,1%), Норвегии (-23,4%). Ирана (-21,1%).

Импорт в Италию продуктов первичной переработки нефти упал на 9,9% и составил 6,59 млн.т. Более половины данного рынка приходится на Россию, несмотря на некоторое сокращение в 2000г. физ. объемов поставляемой продукции при увеличении стоимостных показателей рос. экспорта нефтепродуктов. Довольно значит. также доля североафр. стран (33,1%).

Импорт продуктов тонкой переработки нефти в 2000г. оценивался в 10 млн.т. (+0,5% по сравнению с 1999г.). Из них 1,8 млн.т. (8,8%) приходятся на сжиженный газ, образующийся при перегонке нефти, 0,9 млн.т. — на мазут для отопительных установок, 0,9 млн.т. — на дизельное топливо. Импорт бензина достигает 0,5 млн.т. Суммарный объем импорта др. продуктов данной группы, включая дешевые низкосортные эмульсии тяжелых сортов нефти, составляет 6 млн.т.

Итальянский экспорт продуктов первичной и тонкой переработки нефти в 2000г. составил 21 млн.т., что на 5% превысило показатель пред.г. Основными продуктами экспорта являлись: дизельное топливо (8,6 млн.т. -3,8%), топливный мазут (4,7 млн.т. +4%), бензин (4 млн. т. +44%).

Благодаря повышению спроса на экологически чистое топливо, позволяющее Италии приблизиться к нормативам протокола Киото по выбросам в атмосферу углекислого газа, в 2000г. существенным образом возрос спрос на прир. газ: 73,6 млрд.куб.м. (1999г. — 66,9 млрд.куб.м.). Добыча газа из нац. месторождений составила 16,2 млрд.куб.м., остальное приходится на импорт. Основными партнерами Италии в данном секторе

являются Алжир (2000г. – 28,1 млрд.куб.м.; 1999г. – 26,8 млрд.куб.м., включая сжиженный газ), Россия (соответственно 21,8 и 19,1 млрд.куб.м.). Нидерланды (6,1 и 2,9 млрд.куб.м.). В основном, прир. газ идет на нужды жилищно-коммунального хозяйства – 25,1 млрд.куб.м. (1999г. – 26 млрд.куб.м.), ТЭС – 23,1 млрд.куб.м. (20,1 млрд.куб.м.), промышленности – 20,1 млрд.куб.м. (19,3 млрд.куб.м.).

В 2000г. потребности в электроэнергии составили 272,3 млрд. квтч. (1999г. – 261,4 млрд.квтч.). Основным источником производства электроэнергии в Италии остается сжигание твердого топлива, хотя постепенно идет процесс замены твердого топлива прир. газом. В Италии все большую роль приобретают электростанции, работающие на прир. газе (99,3 млрд.квтч., 86,2 млрд.квтч., в 2000г.), в то время как, например, во Франции эту нишу занимают АЭС.

Основным потребителем электроэнергии являлись пром. отрасли – 132,5 млрд.квтч. (128,7 млрд.квтч.), жил.-коммунальное хозяйство и строительство – 126,4 млрд.квтч. (119,8 млрд.квтч.), а также транспортный сектор – 8,5 млрд.квтч. (8,3 млрд.квтч.). Импорт электроэнергии составил 44,3 млрд.квтч. (1999г. – 42 млрд.квтч.). Ведущая роль в производстве электроэнергии принадлежит ТЭС – 216,6 млрд.квтч. (1999г. – 207,2 млрд.квтч.).

Сложившаяся в Италии структура потребления энергоносителей в ближайшем будущем едва ли претерпит существенные изменения в плане кардинальной смены основных поставщиков и замены традиционных источников альтернативными. Ввиду указанных тенденций на увеличение удельного веса прир. газа в энергобалансе страны, у России имеются возможности расширить свое присутствие на итал. рынке в качестве ведущего поставщика прир. газа. С учетом уже подписанных долгосрочных контрактов между «Газпромом» и ЭНИ, а также соглашения между «Промгазом» и «Эдисон», подписанным 27 янв. 2000г., экспорт прир. газа из России в Италию к 2008г. должен возрасти до 22,3 млрд.куб.м. или около одной трети потребностей Италии в этом энергоносителе.

Однако при планировании долгосрочных отношений в области сотрудничества в энергетической сфере необходимо учитывать, что Италия приступила к выполнению начального этапа принятых в 1999-2000гг. постановлений правительства о либерализации рынков газа и электроэнергии, подготовленных в развитие соответствующих директив ЕС от 1997г., и призванных коренным образом изменить монополизированную структуру отраслей. Несмотря на то, что ведущей итал. компанией газового сектора продолжает оставаться «ЭНИ», а в производстве электроэнергии – «ЭНЕЛ» контрольный пакет акций которой принадлежит государству, параллельно начал формироваться частный сектор в области энергетики, который концентрируется вокруг крупной частной компании «Эдисон».

Правительством разработан и поэтапно осуществляется ряд мер, направленных на дальнейшую либерализацию энергетики. В основу политики итал. правительства в этой сфере положены принципы: разделение производства (закупки) энергоносителей и транспортной сети, ранее сосредоточенных в одной орг. структуре; разработка среднесрочной и долгосрочной программы передачи в частный

сектор соответствующих мощностей, находящихся в собственности государства; установление предельных квот рынков, которые могут обеспечиваться отдельными компаниями; введение механизма тендеров, призванных создать конкурентную среду при перераспределении энергетических мощностей и рыночных квот. Что касается внутренних цен на энергоносители, то они зависят от политики правительства Италии в области налогообложения энергетического сектора.

В соответствии с принятым в Италии «Единым сводом законодательных норм по налогообложению производства и потребления» (законодательный декрет президента Республики №504 от 26.10.95г.) главной составляющей налогообложения нефтяного сектора являются акцизы, размер которых варьируется в зависимости от вида энергоносителя и сферы его использования; их удельный вес достигает 40-50% от конкретной цены продукции. Ставки акциза устанавливаются на полугодовой или годовой период. Гос. бюджетом Италии на 2001г. предусмотрены ставки акцизов с 1 янв. по 30 июня 2001г.: для обычного бензина 1,078 лир за 1 л. (при цене бензина на АЗС 2250 лир за 1 л., курс доллара составляет 2180 лир); для бензина без свинцовых присадок 1,007 лир за 1 л. (при цене 2150 лир за 1 л.); для газойля (дизельное топливо), используемого в качестве топлива в автотранспортных средствах 739 лир за 1 л.; используемого для отопления – 697 лир за 1 л.; для водосодержащего газойля (12-15% воды по весу): 40 лир за 1 л. с содержанием серы до 1% и 80 лир за 1 л. с содержанием серы свыше 1% при использовании в пром. целях; 514 лир за 1 л. при использовании как автомобильное топливо и для отопления.

Законом №448 от 23.12.98г. определена верхняя граница акцизов на нефтепродукты, имея в виду постепенное достижение к 1 янв. 2005г. величин: бензин обычный и бензин без свинцовых добавок – 1,150 лир за 1 л.; дизельное топливо, используемое в качестве транспортного топлива или горючего для отопления – 906 лир за 1 л.; чистая нефть или керосин, используемые в качестве транспортного топлива или горючего для отопления – 758 лир.

Этим же законом установлено, что конкретные величины акцизов определяются декретом пред. Совета министров. Ежегодное увеличение не должно быть менее 10% и более 30% соответствующих величин, установленных в пред.г.

Акцизы уплачиваются 2 раза в месяц: по продукции, реализованной между 1 и 15 числом каждого месяца – до 30 числа этого месяца, по продукции, реализованной между 15 и 30 числом – до 16 числа следующего месяца.

В соответствии с действующей по июль 2001г. программой ЕС не облагается акцизом квота дизельного топлива в 125 тыс.т. в год, содержащего не менее 5% топлива, полученного из растит. масел. На 2001г. размер квоты для Италии (распределяемый внутри страны между производителями) может быть повышен до 300 тыс.т.

Льготы по налогообложению нефтепродуктов также определены в законодательном декрете президента Республики № 504 от 26.10.1995г. В частности, полное освобождение от уплаты акцизов предусмотрено в отношении нефтепродуктов, предназначенных для осуществления большинства видов авиаперевозок, для судоходства в преде-

лах тер. или внутренних вод стран ЕС, в целях обустройства зон, подвергшихся стихийным бедствиям, для поставок нац. ВС или армиям стран НАТО, а также по двусторонним или межд. соглашениям, предусматривающим освобождение от уплаты налога. В ряде др. случаев применяется ставка в 30% (реже 50%) от обычного размера акциза: при использовании на ж/д транспорте, производстве электроэнергии, использовании как топливо для стационарных двигателей на пром. предприятиях. Кроме того, государство предоставляет субсидии до 250 лир за литр нефтепродуктов, используемых в труднодоступных районах, например в горных поселениях.

Помимо акцизов, при каждом переходе собственности на нефтепродукты к новому владельцу оплачивается НДС (20%), начисляемый на общую стоимость продукции, включая акцизы.

На иностр. компании, действующие на территории Италии, распространяется та же система налогообложения, что и на национальные.

Основным документом, регулирующим процесс разведки и добычи нефти на территории Италии, является законодательный декрет от 25 нояб. 1996г. №625, принятый в соответствии с Директивой ЕС 94/22.

Декретом установлены роялти (плата за разработку месторождения) в 7% от годового объема нефти, добытой на суше, и 4% на морском шельфе. При этом из облагаемого объема должно быть исключено количество потребленной нефти для нужд разработки скважин и использованной при разведке месторождения. Не подлежат уплате роялти по каждой концессии в 20 тыс.т. нефти, добытой в год на суше, и 50 тыс.т. — на шельфе.

Общая сумма роялти распределяется: 30% государству, 55% региону, 15% др. местным образованиям (в случае добычи на морском шельфе суммы, причитающиеся местным образованиям, платятся государству).

Общая сумма роялти исчисляется по средневзвешенной цене на нефть за рассматриваемый год. Из этой суммы должны быть исключены различные издержки по поставке 30 тыс.лир за т. нефти, добытой на суше, и 60 тыс.лир добытой на шельфе. В случае ее дальнейшей транспортировки из суммы роялти исключаются расходы на транспорт. Размеры вычетов обновляются министерством промышленности и торговли.

КАЗАХСТАН

В 2000г. продолжали развиваться негативные процессы в угольной промышленности республики. В результате недостаточного инвестирования отрасли не происходит обновления оборудования, не внедряются новые технологии, практически остановлена работа по ее реструктуризации. Большинство шахт и разрезов работают не на полную мощность и с убытками. Тем не менее, в связи с оживлением экономики России, увеличился спрос на казахстанский энергетический уголь, что позволило довести валовое производство угля и лигнита до 72,3 млн.т., что на 28% выше уровня 1999г.

В 2000г. произошло увеличение производства и распределения электроэнергии, газа и воды на 5,5%. Всего в прошедшем году произведено электроэнергии 51,4 млрд.квт.ч., что на 9% больше, чем в 1999г. Увеличение производства электроэнергии

связано с повышением спроса на нее в связи с ростом пром. производства.

Вследствие неплатежей со стороны потребителей предприятия электроэнергетики испытывают трудности. В результате нехватки оборотных средств были случаи снижения производства электроэнергии до миним. уровня или остановки электростанций. Идет быстрое старение энергетического оборудования и линий электропередач.

Придавая большое значение отрасли, правительство пытается максимально привлечь в нее иноинвестиции. Большинство предприятий электроэнергетики РК проданы иностр. компаниям. Это в какой-то мере стабилизировало работу электроэнергетического комплекса, однако, государство практически потеряло контроль над этой стратегически важной отраслью.

При излишках электроэнергии на востоке республики ощущается ее острая нехватка в северо-западных и южных областях. ЛЭП которые были построены в условиях единой энергетической системы СССР, не способны перебрасывать электроэнергию в регионы, испытывающие в ней недостаток.

КАНАДА

ТЭК

Канада занимает по уровню его развития одно из первых мест в мире. ТЭК дает 7,4% ВВП и 16,8% валовых внутр. капвложений страны, обеспечивает 300 тыс. рабочих мест. **Провинции являются собственниками природных ресурсов** и компетентны в решении большинства вопросов регулирования ТЭК на своей территории. Фед. правительство отвечает за отраслевую гармонизацию в масштабах страны, содействие региональному развитию, офшорные проекты, аспекты межд. и межпровинциальной торговли.

Уровень потребления энергоресурсов в Канаде один из самых высоких в мире (более 18 тыс.квт/ч электроэнергии на душу населения в год по сравнению с 12 тыс.квт/ч в США), что объясняется как значительным удельным весом энергоемких ресурсоориентированных отраслей, так и климатическими условиями. В структуре конечного потребления по видам топлива важнейшее место занимает нефть — 37%, природный газ — 32%, электроэнергия — 22%, возобновляемые ресурсы (утилизация отходов леспрома и ЦБК, мусора и др.) — 6%, уголь — 3%.

По прогнозам минприродных ресурсов, в перспективе Канада может превратиться в крупного импортера сырой нефти в связи с увеличением ее потребления внутри страны и истощением запасов. Реальной альтернативой представляется форсирование разработки богатейших залежей **«нефтяных песков»**, запасы которых в пересчете на нефть превышают 50 млрд.т. по сравнению с 1,5 млрд.т. запасов обычной нефти. В 1998 г. «нефтяные пески» давали 20% добычи нефти в стране. Ожидается, что этот показатель возрастет до 40% к 2010 г.

Канада располагает 15 трлн. куб. м. природного газа, добыча которого превысила 156 млрд.куб.м. в 1997 г. Более 50% газа (80 млрд.куб.м.) ежегодно поставляется в США.

Началась реализация масштабных газовых проектов, включая разработку крупного офшорного

месторождения «Сейбл-Айланд» в пров. Новая Шотландия и строительство новой ветки газопровода от месторождений Альберты на северо-восток США.

Канадская электроэнергетика по праву считается одной из крупнейших отраслей нац. экономики. На ее долю приходится 2,5% ВВП и более трети продукции ТЭК. В 1997 г. произведено 560 млрд.квт/ч электроэнергии, из которых 45 млрд. квт/ч экспортировалось. Установленная мощность электростанций на тот же период достигла 120 мвт.

По сравнению с другими отраслями ТЭК в электроэнергетике сильны позиции государства. Более 90% выработки электричества приходится на крупные провинциальные энергетические корпорации. Частные производители дают 10% и в основном обслуживают крупные промпредприятия.

Основной объем электроэнергии генерируется ГЭС – 61%. На ТЭС приходится 21,5%. Большинство ТЭС работает на угле (80%), а также газе (14%) и мазуте (6%).

Неблагоприятная ситуация сложилась в атомной энергетике, которая дает 17,5% выработки электроэнергии. Неэффективное использование основных средств и недостаточно высокий уровень безопасности вынудили руководство пров. Онтарио, где сосредоточено 86% всех реакторных мощностей в стране, принять решение о закрытии 2 из 5 действующих АЭС.

Разведанные запасы угля превышают 6 млрд.т. Их основная часть пригодна для разработки высококачественным открытым способом. В 1997 г. добыча составила 78,5 млн.т. Главными потребителями твердого топлива на внутр. рынке являются ТЭС и коксохимические производства. **Половина добываемого угля экспортируется.**

Уделяется приоритетное внимание снижению негативного воздействия ТЭК на окружающую среду. Вопросы ее охраны превратятся в решающий фактор формирования энергетической политики государства в следующем столетии. В соответствии с Конвенцией ООН по изменению климата и по итогам встречи в Киото, Оттава уже взяла на себя обязательство сократить к 2008-12 гг. выброс создающих «тепличный эффект» газов на 6% от уровня 1990 г. В фед. бюджете на 1998/99 ф.г. было предусмотрено дополнительное выделение 150 млн.кан.долл. на исследования в этой области.

Природные ресурсы. Канада обладает **10% мировых лесов**, которые занимают 417 млн.га (**45% всей территории страны**). При этом 71% лесов находится в провинциальной, 23% – в фед. и 6% – в частной собственности. Леса, способные производить коммерческую продукцию, занимают в Канаде 237 млн.га (56%), включая 119 млн.га (28%) строевого леса.

Канадцы ежегодно вырубают менее 0,5% своих запасов коммерческого леса (1 млн.га, или порядка 180 млн.куб.м. древесины). Общие затраты и управление лесным хозяйством достигли 2,9 млрд.кан.долл. в год (48% провинциальных расходов, 5% фед., 47% промышленных).

Вклад лесного сектора в ВВП составляет 3% при общем числе занятых (включая сопутствующие области) 840 тыс.чел. **Объем ежегодных продаж превысил 71 млрд. кан. долл.**, а зарплата персонала в отрасли – 11 млрд. кан. долл. Канада – **крупнейший в мире экспортер лесной продукции (20%),**

что приносит основной положительный вклад (более 30 млрд.кан.долл.) во внешнеторговый баланс.

Министерство природных ресурсов и Канадская лесная служба имеют интернетные страницы, через которые оперативно распространяется информация по состоянию лесов и рекомендации по устойчивому ведению лесного хозяйства (www.mnr.gov.on.ca, www.nrcan.gc.ca/cfs/carc/care_e.html).

Канада – одна из крупнейших горнодобывающих стран в мире, производящих более 60 природных минералов и металлов. На добычу драгметаллов (в основном золота) затрачивается до 40% ежегодных средств (870 млн. кан. долл.) добывающей отрасли. На разработку алмазов затрачивается ежегодно 120-150 млн.кан.долл. Добывающая промышленность развита во всех провинциях (кроме О-ва принца Эдварда), причем производство минералов в Онтарио составляет 30%, в Квебеке – 19%, в Брит. Колумбии – 12%.

Вклад горнодобывающей отрасли в канадскую экономику составляет 3%. Канадские горнодобывающие компании затрачивают ежегодно до 100 млн.кан.долл. на НИОКР. Новые инвестиции капитала в отрасль составляют до 4,5 млрд.кан. долл. в год.

Канада экспортирует 80% своей продукции в области минералов и металлов, что доходит до 11-12% объема ее полного экспорта (включая реэкспорт). По подведенным за 1998 г. итогам, Канада – на первом месте по производству поташа (37,4%), урана (31,1%) и цинка (16,1%); на втором месте по производству асбеста (22,6%), серы (21,0%), никеля (17,9%) и кадмия (12,2%) и входит в число 5 ведущих производителей алюминия, кобальта, меди, золота, гипса, свинца, молибдена, платины, соли, серебра и титана.

Установленные запасы природного газа составляют 1,9 тыс.куб.км. (на 1996 г.). Предполагаемый потенциал неразведанных месторождений в зап. областях страны оценивается в 7,7 тыс.куб.км. Обнаруженные запасы сырой нефти составляют 8,7 млрд.барр., причем максимальные предположения о залежах лишь в пров. Альберта достигают 300 млрд. барр.

Продукция, связанная с природными ресурсами, занимает до сих пор ведущее место в экономике Канады, составляя 13,5% ВВП, или 95 млрд. кан.долл. Эта продукция **составляет 38% канадского экспорта**, увеличивая нац. торг. баланс на 65,5 млрд. кан. долл.

Кооперация по атомной энергии. Началась с 1989 г. после подписания межпроголашения между СССР и Канадой о сотрудничестве в области мирного использования ядерной энергии.

31 марта 1998 г. успешно завершился этап Программы совместных работ по ядерной безопасности и технологиям (NSEP), по которой для безопасной эксплуатации АЭС с реакторами РБМК был выполнен большой объем работ, проведен обмен полезной тех. информацией и ПО, поставлено оборудование и проведено обучение.

В нояб. 1998 г. завершилась обработка результатов по 2 фазе рос.-канадского ТЭО проекта двублочной АЭС с реакторами КАНДУ в Приморском крае.

Определенную перспективу имеет сотрудничество в области изготовления МОКС-топлива для КАНДУ, поскольку реактор АЭС «Брюс А» –

единственный из зарубежных аналогов, подходящий, в принципе, для сжигания рос. оружейного плутония. В 1998 г. в Канаде проходила подготовка к выполнению эксперимента «Параллекс» для получения данных по выгоранию МОКС-топлива. Канадская сторона поставила в Госнаучный центр им. Бочвара оборудование и материалы для реализации контракта.

КИРГИЗИЯ

В Киргизии эксплуатируются уникальные ГЭС и сетевые объекты, трассы которых проходят на высоте более 3000 м. над уровнем моря. Действует 17 электростанций суммарной мощностью 3,6 млн. квт., в т.ч. 15 ГЭС и 2 ТЭС. Наиболее крупными являются Токтогульская ГЭС (1200 мвт.), Курпсайская ГЭС (800 мвт.), Таш-Кумырская ГЭС (450 мвт.), Бишкекская ТЭС (588 мвт). Мощные ГЭС сооружены в нижнем течении р.Нарын на юге республики и представляют собой каскад из пяти ГЭС. Электростанциями республики ежегодно вырабатывается более 12 млрд. квт.ч. электроэнергии. Киргизия экспортирует энергию в Казахстан, Узбекистан и Китай. Взаимоотношения АО «Киргизэнерго» с водными и топливно-энергетическими структурами Казахстана и Узбекистана в части регулирования и использования ресурсов р.Нарын осуществляются через договоры о взаимопоставках энергоресурсов на основе ежегодных межправит. соглашений, в которых предусмотрены объемы поставок электроэнергии, природного газа и угля в увязке с пропусками воды из Токтогульского водохранилища. Данные соглашения начали заключаться в 1995г.

Производство 90% электроэнергии на ГЭС при более низкой ее себестоимости относительно ТЭС позволяет обеспечить эффективность энергосистемы Киргизии. Другой, но уже неблагоприятной, особенностью является то, что в республику поставляется 80% потребляемого топлива, в т.ч. до 59% угля, практически полностью газообразное топливо и нефтепродукты. Поэтому программой эконо. реформ правительства КР было предусмотрено повышение уровня электрификации народнохоз. комплекса на базе освоения гидроэнергетических ресурсов. Внедрение электрической энергии для целей отопления, горячего водоснабжения поможет ослабить зависимость республики от импорта дорогостоящих топливно-энергетических ресурсов.

Не менее важной задачей наряду с электросетевым строительством, в т.ч. системообразующих и магистральных ЛЭП, является наращивание электрической мощности. Без развития и ввода новых мощностей энергосистема КР через несколько лет может превратиться из избыточной в дефицитную, тогда Киргизия будет вынуждена импортировать электроэнергию из стран ближнего зарубежья по ценам, которые значительно выше собственных тарифов. Поэтому еще в 1993г. при всех существующих трудностях был введен в эксплуатацию первый агрегат мощностью 80 мвт. Шамалды-Сайской ГЭС. Продолжается строительство Таш-Кумырской ГЭС, Камбаратинской ГЭС-2. В 2000г. уровень водохранилища Таш-Кумырской ГЭС был поднят на отметку 620 м., рабочая мощность доведена до 435 мвт., а Шамалды-Сайской ГЭС — на 565 м., при мощности — 170 мвт.

АО «Киргизэнерго» разработало программу освоения богатейшего гидроэнергетического потенциала КР, составляющего 142 млрд.квт.ч. По гидроресурсам Киргизия занимает 3 место среди стран СНГ после России и Таджикистана. Только на р.Нарын и ее притоках можно построить 22 ГЭС с ежегодной выработкой электроэнергии 30 млрд.квт.ч. Немаловажное значение имеет строительство и восстановление малых ГЭС, расположенных на стоках малых рек Киргизии, путем привлечения частного капитала как внутри республики, так и из-за рубежа.

Киргизия имеет огромные водные ресурсы, берущие начало из горных рек, потенциальная мощность которых используется всего лишь на 10%. Экспортируемая из КР гидроэлектроэнергия составляет 20% общего экспорта страны. Соседние государства остро заинтересованы в поставках электроэнергии из Киргизии на долгосрочной основе.

Киргизия испытывает нехватку в подстанциях, энергетических системах, способствующих передаче электроэнергии к потребителям, и инфраструктуре, которая отвечала бы требованиям потенциальных инвесторов. По мнению специалистов ЕБРР, для того, чтобы привлечь инвестиции в отрасль, киргизскую энергосистему необходимо приватизировать и реструктуризировать.

Гос. компания «Кыргызэнерго» отвечает за производство, передачу, распределение энергии и обеспечение энергией отопительной системы республики. 80,5% акций предприятия принадлежат Госкомитету по управлению госимуществом и привлечению прямых инвестиций КР, 13% — Соцфонду Киргизии. Для реабилитации «Кыргызэнерго» МВФ дважды предоставлен кредит — на 20 и на 15 млн.долл. Кроме того, от АБР также был получен кредит на 30 млн.долл., Сев. фонда развития — 5,6 млн.долл., от фонда «Данида» — 9,3 млн.долл. 75% акций компании были внесены в качестве залога для погашения внешнего долга.

В начале 2001г. акционеры «Кыргызэнерго» приняли решение об организации 4 компаний по распределению электроэнергии, одной теплосети и выделению из АО теплоэнергосетей. На базе Чуйской, Бишкекской, Таласской ГЭС было создано АО «Северэлектро» с уставным капиталом 254599 тыс. сомов, на базе Ошской ГЭС — «Ошэлектро» (уставный капитал равен 178143 тыс. сомов), на базе Иссык-Кульской, Нарынской ГЭС — АО «Востокэлектро» (уставный капитал 1422999 тыс. сомов). Уставный капитал АО «Джалал-Абадэлектро» составляет 227233 тыс. сомов, АО «Бишкектепелосеть» — 366841 тыс. сомов.

В мае 1995г. ЕБРР предоставил первый кредит «Кыргызэнерго» для усовершенствования работы ЛЭП. Проект был завершен, что позволило обеспечить надежную поставку электроэнергии на Кумторское месторождение золота.

По информации экспертов ЕБРР, в 1999г. «Кыргызэнерго» экспортировала электроэнергию в Казахстан и Узбекистан на 50 млн.долл. В 2000г. «Кыргызэнерго» продал электроэнергию в эти страны на 30% больше, чем за аналогичный период в 1999г.

Одной из мощнейших ГЭС в стране является Токтогульская на р.Нарын, которая способна обеспечить отоплением и электроэнергией всю КР и вырабатывает 1,5 млрд.квт. за год. Однако производит электроэнергии в 2 раза меньше, чем могла

бы. Токтогул имеет потенциал производства электроэнергии на 750 млн.долл., что превышает весь бюджет республики более чем в 2 раза. По рекомендации межд. фин. институтов правительство намеревается осуществить программу по развитию малых и средних ГЭС на р.Нарын с участием в этих проектах частного капитала. По данным специалистов ЕБРР, в республике ожидается значит. привлечение иноинвестиций в строительство новых ГЭС.

В дек. 1997 года для того, чтобы гарантировать более надежную поставку электроэнергии в Таласский регион, который располагается на северо-западе Киргизии, ЕБРР выделил «Кыргызэнерго» кредит в 24,7 млн.долл. под гарантии правительства КР. Совместное финансирование проекта обеспечивалось правительством Швейцарии и ЕС. Общая стоимость проекта составила 30,2 млн.долл. Таласский проект включает строительство 80 км. ЛЭП 220 кв., связывающий Таласский регион с основными энергосетями «Кыргызэнерго».

Проект был завершён в точно установленные сроки к началу 2001г. и с меньшими затратами, чем указаны в ТЭО. Ожидается, что в результате реализации проекта сократится вырубка леса, который используется для отопления частных жилых домов. Сокращение использования в отопительных целях угля также позволит улучшить экологическую ситуацию в Киргизии.

В качестве одного из элементов реструктуризации энергетического сектора проект предусматривает вовлечение частного сектора в распределение электроэнергии в Киргизии. Это первый прецедент в Центр. Азии, когда в качестве поставщика электроэнергии выступило негос. предприятие. В результате реализации этого проекта предполагается создать условия для развития сельского хозяйства и промышленности в Таласском регионе, включая золотодобычу и разработку серебряных шахт, что в свою очередь создает новые рабочие места.

Выдавая кредит, ЕБРР обратил внимание на необходимость повышения качества частного управления в компании, усовершенствования системы поставки электроэнергии для бытового потребления, малых и средних предприятий, улучшения условий оплаты за потребленную электроэнергию, сокращения издержек производства, поощрения привлечения частных инвестиций в энергетический сектор.

КИТАЙ

Энергетическая безопасность КНР. Трагические события 11 сент. 2001г. в США, начатая вслед за этим американцами подготовка к ответной военной акции с целью уничтожения Усамы бен Ладена и его ближайших пособников, а также возможные дальнейшие действия со стороны межд. террористов заставляют китайское руководство обратить особое внимание на вопросы обеспечения энергетической безопасности страны и прежде всего ее нефтяной составляющей.

В энергетическом балансе КНР основное место по-прежнему занимает каменный уголь, размеры запасов которого позволяют оценивать степень энергетической безопасности страны как достаточно высокую. Однако дальнейшее поступательное развитие экономики, повышение эффектив-

ности производства неразрывно связано со значит. увеличением потребления нефти. **К. импортирует нефть в объемах, составляющих около одной трети от ее общего потребления в стране.** К 2010г. этот показатель достигнет 50%, а к 2020г. **К. станет самым крупным в мире импортером нефти.**

В 1999г. нефть, закупленная КНР в странах Бл. Востока, составила 46,2% от общего объема ее импорта; нефть, поступившая из стран АТР – 18,6%; афр. страны поставили 19,8% импортированной К. нефти. При этом тревогу у китайцев вызывает то обстоятельство, что 64% импортируемой нефти транспортируется через Малаккский пролив, являющийся достаточно опасным местом из-за весьма интенсивного судоходства и частых пиратских нападений. Однако более всего К. не устраивает, что данный р-н находится под постоянным контролем ВМС США.

К. и ранее обращал внимание на необходимость усиления своей энергетической безопасности и предпринимал в этом направлении ряд практических мер, в т.ч. прилагал усилия для диверсификации импорта нефти с целью снижения степени возможного риска, строил планы прокладки трубопроводов и увеличения импорта нефти из Вост. Азии и России, с которой уже достигнуты соответствующие договоренности. Однако после 11 сент. эта стратегическая задача приобрела особую актуальность и ее выполнение требует определенного переосмысления и адаптации к новым условиям, когда под угрозой оказались поставки нефти с Бл. Востока, составляющие почти половину китайского импорта. К тому же террористическая акция против США объективно предоставила американцам предлог для проникновения в регион Центр. Азии, непосредственно прилегающий к границам КНР, и это также рассматривается китайцами как фактор, способный в долговременном плане негативно отразиться на энергетической безопасности страны.

В этих обстоятельствах ставится вопрос об ускорении создания запасов нефти, при этом, как полагают специалисты, невозможно ограничиться только простым ее накоплением, а необходимо одновременно ускорить решение правовых и других имеющихся к этому отношению вопросов. Предлагается, чтобы правительство, с одной стороны, приступило к созданию гос. стратегических запасов, которые можно было бы использовать в экстренных случаях (значит. сокращение или полное прекращение импорта нефти), и, с другой, разработало законодат. и эконом. меры, поощряющие создание и увеличение имеющимися отношение к нефти предприятиями своих собств. коммерческих запасов, которые стали бы важным дополнением к гос. стратегическим запасам. Для этого прежде всего необходимо разработать законодат. регулирование создания запасов нефти, организовать общенац. систему учета нефтехранилищ.

Как полагают некоторые китайские специалисты энергетики, в т.ч. зам. руководителя эконом. центра НИИ энергетики Чжу Синшань, требуется увеличить финансирование исследований и разработки техники по сжижению каменного угля. Ранее **метод получения нефти посредством сжижения каменного угля** не пользовался поддержкой в К. в связи с его дороговизной и по экологическим соображениям. После событий 11 сент. подход к нему радикально меняется, хотя это не означает его

немедленное внедрение в массовое товарное производство. Считается, что создание запаса хорошей техники по переработке угля в нефть повысит коэффициент энергетической безопасности КНР.

В К. полагают, что существуют два фактора, способных вызвать нефтяной кризис, а именно: первое — создание арабскими странами союза для противодействия США путем использования нефти в качестве оружия, включая введение эмбарго, сокращение добычи нефти и др. Оба произошедших до сих пор нефтяных кризисов были вызваны этим фактором. Однако сегодня возникновение такой ситуации представляется китайцам маловероятной; второе — нападение террористических элементов на главные объекты транспортировки нефти и объекты по ее производству в основных нефтедобывающих странах с целью продолжения возмездия в отношении США. Такая возможность считается вполне реальной. В случае возникновения подобной ситуации, как считают в КНР, нефтяной кризис неизбежен, а он, в свою очередь, в значит. степени увеличит вероятность глобальной эконом. катастрофы

Аннотированный перевод статьи «Нефтяная промышленность. Планы на 10 пятилетку» (газета «Чжунго шию» от 06 июля 2001г.). Нефть. Добыча нефти в К. выросла со 121 тыс.т. в 1949г. до 160 млн.т. в 2000г., (5 место в мире); добыча природного газа в 2000г. составила 27,7 млрд. куб.м. (15 место в мире). На конец 1999г. протяженность построенных нефтепроводов составила 11300 км., газопроводов 11800 км. В целом сформирована сеть нефтепроводов на Сев.-востоке, Севере и Востоке страны, и сеть газопроводов на Севере К. и в р-не Чуаньюй (пров. Сычуань).

Потребление нефти выросло с 3,8% в 1949г. до 19,8% в 1998г.; природного газа — с 0,02% в 1953г. до 2,1% в 1998г. Для пром. и бытовых нужд г.г. Пекин, Тяньцзин, Чунцин, Чэнду в качестве экологически чистого горючего материала используют природный газ. Начато использование автомобилей с двигателями на природном газе, что в известной степени улучшило состояние атмосферы. В связи с непрерывным ускорением преобразований в структуре промышленности и повышением гос. требований по охране окружающей среды, добыча угля в К. в 1999г. сократилась по сравнению с 1998г. на 16,4%, и увеличилась доля нефти и газа в энергетическом балансе страны. Предполагается, что в 2000г. потребление нефти и природного газа составит 25% и 3% соответственно.

По последним китайским оценкам общие геологические запасы нефти в К. составляют 94 млрд.т., из них извлекаемых — 14 млрд.т. На конец 1999г. было разведано и подтверждено 20,56 млрд.т. геологических запасов нефти, из них извлекаемых — 5,93 млрд.т., остаточные извлекаемые запасы составили 8,07 млрд.т. В целом, К. начал входить в этап стабильного прироста запасов нефти: в течение 7 и 8 пятилеток ежегодный прирост составил 0,5 млрд.т.

В течение последних 5 лет, начиная с прорывного 1996г., когда ежегодная добыча сырой нефти превысила 150 млн.т., объем добычи непрерывно поддерживался на уровне свыше 160 млн.т. ежегодно.

Природный газ. Общие геологические запасы природного газа в К. оцениваются в 38 трлн. куб.м.. По предварит. расчетам 10,5 трлн. куб.м.

относятся к извлекаемым. Совокупные разведанные геологические запасы природного газа составляют 2,3 трлн. куб.м., разведанные извлекаемые — 1,48 трлн. куб.м.. Доля разведанных извлекаемых запасов составляет лишь 14% (от 10,5 трлн. куб.м.). Таким образом, работы по разведке природного газа в К. по-прежнему находятся на начальном этапе.

В К. сравнительно богатые запасы метана. На глубине до 2000 м. они составляют 30–35 трлн. куб.м. Однако в масштабах страны разведка метана также находится на начальном этапе.

В период 8 пятилетки разведанные запасы природного газа увеличились на 700,5 млрд. куб.м., в годы 9 пятилетки — на 1 трлн. куб.м.. В начале нынешнего столетия будут поддерживаться высокие темпы обнаружения новых запасов.

В 1982–2000гг. «Китайская шельфовая нефтяная компания» заключила с 70 компаниями из 18 стран мира 140 контрактов на разведку и разработку нефтяных залежей континентального шельфа с привлечением прямых капложений в 6,45 млрд.долл. В результате совместных буровых разведочных работ было обнаружено 19 нефтегазовых месторождений и 62 нефтегазоносных структуры, разведано 870 млн.т. геологических запасов нефти и 130,2 млрд. куб.м. природного газа.

На конец 1999г. К. открыл для иноинвесторов 167 нефтеносных участков на суше, подписал 52 контракта, привлек инокапиталы на 1,1 млрд.долл. Открытие инокапиталу нефтеносных участков на материковой части страны способствовало эффективной разработке сложных пластов на нефтяных месторождениях Дацина, Шэнли, Ляохэ, Чжуньюаня.

В ходе 9 пятилетки было подписано 7 договоров о разделе продукции при освоении месторождений метана, что привлекло в К. порядка 100 млн. долл. иностр. капложений и способствовало повышению уровня технологий оценки запасов метана.

Несмотря на постоянное расширение разведочных работ, в целом по стране наблюдается тенденция к уменьшению потенциала обнаруженных нефтяных месторождений, росту числа месторождений с низкой фильтрацией и густой нефтью. В К. имеется 2,38 млрд.т. остаточных извлекаемых запасов нефти, причем соотношение между разведанными и извлекаемыми запасами составляет 1,48; это же соотношение в разрабатываемых запасах новых нефтеносных р-нов составляет лишь 1,09. Не произошло кардинального улучшения ситуации по сравнению с 8 пятилеткой. В этой связи стабильная добыча приближается к своей критической черте, прирост крайне затруднен.

Уровень добычи нефти и содержание в ней воды на старых месторождениях приблизились к максимуму, растут издержки и себестоимость. Резервы повышения и стабилизации добычи отсутствуют.

По потреблению энергоресурсов К. занимает второе место в мире. В структуре потребления энергоресурсов в 1998г. сырая нефть занимала 19,8%. На протяжении последних 10 лет эконом. рост в К. составил в среднем 9,7% ежегодно, при этом рост потребления сырой нефти держался на уровне 5,77%, а рост внутр. поставок за этот же период составил лишь 1,67%. Все это привело к тому, что с 1993г. К. стал нетто-импортером нефти. Им-

порт нефти ежегодно возрастал — особенно в годы 9 пятилетки, когда чистый импорт нефти возрос с 13,485 млн.т. в 1996г. до 28,58 млн.т. в 1999г. и 60 млн.т. в 2000г.

В ближайшие 15 лет в К. запланирован эконом. рост порядка 7% в год, а рост спроса на сырую нефть приблизительно 4% в год. В тот же период рост добычи сырой нефти внутри страны составит приблизительно 2%. Предполагается, что в 2005г. потребности в сырой нефти составят 245 млн.т.

Доля природного газа в структуре потребления энергоресурсов в К. гораздо ниже общемирового (24%) и азиатского показателей (8,8%). Внутр. рынок природного газа имеет довольно большой потенциал развития — быстро растут потребности в природном газе в сфере производства электроэнергии, в промышленности, а также для бытовых нужд. Потребности в природном газе в 2000г. составили 26 млрд. куб.м., в 2005г. эта цифра может подняться до 60-70 млрд. куб.м. Доля природного газа в структуре энергопотребления постепенно увеличится до 5%.

Ресурсная база природного газа в К. состоит из шести основных газовых пластов (Сычуань, Ордос, Тарим, Цайдам, Ин-Цюн, Дунхай) и трех крупных месторождений газового конденсата (Бохайский залив, Сунляо, Чжунгарская впадина).

Граничащие с К. Россия, Узбекистан, Туркменистан, Казахстан обладают богатыми запасами природного газа — 32,7% от общемировых, а остаточные извлекаемые запасы там составляют 5451 трлн. куб.м.. Этим странам необходимы новые рынки. К. уже много лет ведет с вышеуказанными странами ТЭО проектов импорта природного газа.

Расширение рынка природного газа в К. затруднено из-за неспособности большинства потребителей платить за него высокую цену, которая складывается в основном из стоимости добычи и стоимости транспортировки (главную роль играет географический фактор). Природный газ преимущественно (на 87%) используется в химпроме, освоении нефтяных и газовых месторождений и для выработки электроэнергии, в т.ч. 38,3% приходится на производство хим. удобрений. Цена газа для производства хим. удобрений оказывается выше цены газа, используемого в качестве топлива в промышленности. Наиболее высока цена газа, который используется в бытовых нуждах (11% в структуре потребления газа). Сейчас в К. очень мало городов, использующих газораспределит. сети. Строительство таких сетей требует крупных капиталовложений, что также отражается на цене газа и влияет на расширение его рынка.

Все большая глобализация экономики и крупномасштабные реорганизации нефтепрома являются серьезным вызовом для китайских нефтяных компаний. С 90гг. латиноам., восточноевропейские, азиатско-тихоокеанские страны и республики б.СССР осуществили реформы по приватизации нефтепрома, издали ряд новых нефтяных законов, начали политику по активному привлечению инокапитала и созданию СП, осуществлению разведки и разработки нефтегазовых ресурсов. Это дало ключ к получению К. доступа на межд. рынок нефтегазовых ресурсов. Вступление в ВТО и глобализация экономики благоприятно влияют на развитие нефтепрома К. Одновременно растет внутр. и внешняя конкуренция.

Серьезной проблемой для К. являются резкие колебания цен на нефть на мировом рынке. В предстоящие 15 лет соотношение спроса и предложения на мировом рынке нефти будет выгодным для К. с точки зрения освоения последним этого рынка. В последние несколько лет темпы добычи нефти в мире были на уровне приблизительно 1,4%. В 1998г. количество добытой сырой нефти составило 3,52 млрд.т. Темпы возрастания потребления нефти составили приблизительно 1,2% (в 1998г. — 3,4 млрд.т.). Предложение несколько превышало спрос. Предполагается, что в ближайшие несколько лет или в течение более продолжит. отрезка времени темпы роста потребления нефти в мире составят 1,8% ежегодно при темпах увеличения добычи — 1,7%. Приблизительно к 2015г. ежегодная добыча нефти достигнет 4,5 млрд.т.

Цели развития на 10 пятилетку.

1. Разведка нефтегазовых запасов. Подтвердить геологические запасы нефти в 3,8 млрд.т., в т.ч. извлекаемых — 850 млн.т.; подтвердить геологические запасы природного газа в 1,2-1,4 трлн. куб.м., извлекаемых — 700-800 млрд. куб.м.; разведать 100 млрд. куб.м. геологических запасов метана, пригодных для разработки.

2. Добыча нефти и газа. Довести к 2005г. добычу сырой нефти до 170 и более млн.т., природного газа (включая метан) — более 50 млрд. куб.м., импортировать до 15-25 млн.т. нефти.

3. Строительство ключевых объектов. Построить газо- и нефтепроводы общей протяженностью 14,5 тыс. км. гос. хранилища сырой нефти объемом 8 млн. куб.м., подземные хранилища газа объемом 1,14 млрд. куб.м..

4. В течение 5 лет увеличить долю нефти и газа в энергетическом балансе на 3%.

5. Увеличить на 2% эффективность нефтегазовых разведочных скважин. Увеличить эффективность добычи сырой нефти на 1%. Сократить на треть период бурения скважин. Снизить себестоимость сырой нефти и природного газа на 15-20%.

Разведка и разработка нефтегазовых месторождений за рубежом должна основываться на принципах «снижения и распределения рисков, обеспечения безопасности инвестиций и получения максим. отдачи». Необходимо определить способы разведки и разработки, а также расширить намеченные стратегические регионы. В 10 пятилетке берутся за основу следующие три крупных стратегических региона: Ср. Азия-Россия, Бл. Восток - Сев. Африка и Лат. Америка. Основное внимание будет уделяться дальнейшему расширению разведки и освоения месторождений нефти и газа в России, Казахстане, Туркменистане, Иране, Ираке, Судане, Венесуэле и Индонезии, увеличению доли К. в добыче и запасах; созданию нескольких стабильных производств. баз; строительству трансграничного нефтепровода Иркутск-Маньчжоули-Дацин. Также необходимо осуществлять диверсификацию импорта сырой нефти.

АЭС

Атомная энергетика. В 2000г. продолжалось **А**строительство четырех новых АЭС в пров. Чжэцзян, Гуандун и Цзянсу. Для АЭС в Ли-нао (пров. Гуандун) летом 2000г. был построен с франц. участием ядерный реактор мощностью 1 тыс. мвт., начато строительство второго реактора для Тяньваньской АЭС (пров. Цзянсу), которая яв-

ляется крупнейшим объектом эконом. сотрудничества между РФ и КНР.

Учитывая очень малый процент электроэнергии, вырабатываемой АЭС в общей энергопроизводящей структуре китайской энергетики (чуть более 1%), представители ядерных энергетических групп пров. Гуандун и Чжэцзян вышли с предложением в Госсовет КНР по развертыванию дополнительного строительства объектов атомной энергетики.

Предлагается в пров. Гуандун достроить к ныне действующей Даяваньской АЭС еще два энергоблока мощностью 2 млн.квт., с объемом инвестиций 20 млрд. юаней (2,4 млрд.долл.), и построить новую АЭС «Янцзян» мощностью 6 млн.квт., с предполагаемыми затратами 70 млрд. юаней (8,5 млрд.долл.). В пров. Шаньдун имеются планы построить Хайяньскую АЭС мощностью 2 млн. квт. и стоимостью 3 млрд.долл., а в пров. Чжэцзян – Саньмэньскую АЭС мощностью 2 млн. квт.

Зарубежные компании на китайском рынке атомной электроэнергетики. Предусматривается строительство АЭС после 2001г. в пров. Шаньдун, Фуцзянь, Хунань, Цзянси, Сычуань, Хэбэй и Хайнань. Ожидается, что поэтапный ввод новых мощностей позволит увеличить к 2010г. долю вырабатываемой на АЭС электроэнергии с 1% до 3%, а к 2020г. довести ее до 5%. Правительство ставит одним из обязат. условий сделок создание в КНР СП и **трансфер современных технологий**. Эта политика позволит довести к 2010г. уровень изготавливаемого на совместных заводах оборудования для АЭС до 80%.

Франция поставила оборудование для I очереди АЭС «Даявань» (2 реактора по 900 мвт), получила контракты на II очередь (2 реактора по 1000 мвт), а также для новой АЭС «Линао» (2 реактора по 900 мвт). Канада ведет строительство III очереди АЭС «Циньшань» (2 реактора по 600 мвт), **Россия** заключила контракт на поставку оборудования для I очереди АЭС «Ляньюньган» (2 реактора по 1000 мвт) и имеет перспективы в отношении II и III очередей. Компания «Вестингауз» пока не имеет собственного проекта АЭС в КНР, но решается вопрос об ее участии в строительстве АЭС в пров. Фуцзянь или Шаньдун.

«Вестингауз», отстающий от своих соперников в области поставок оборудования, сделал ставку на завоевание позиций в разворачивающемся в Шанхае новом комплексе атоммаша и в долгосрочном плане имеет более предпочтительные, чем у конкурентов, возможности.

«Вестингауз» создал в Шанхае четыре СП по производству энергооборудования и ведет сотрудничество с Шанхайским НИИ ядерных технологий (Shanghai Nuclear Engineering Research and Design Institute). В апр. 1999г. «Вестингауз» подписал с ин-том соглашение о передаче технологии производства реактора CAP-600, являющегося аналогом ам. модели AP-600. В ходе переговоров об участии в строительстве АЭС было заявлено, что на первом этапе около 40% оборудования будет изготовлено на СП в Шанхае, а к 2010г. этот уровень увеличится до 80-90%. В подтверждение реальности этих планов представитель ам. компании подчеркнул, что на СП уже освоены ам. технологии по производству турбин для АЭС мощностью 600 и 1000 мвт., а также некоторое другое оборудование, используемое на электростанциях.

«Фраматом» также придерживается тактики тесного сотрудничества с китайскими организациями. В 1991г. французы подписали соглашение о строительстве вг. Ибинь завода по производству топливных элементов для АЭС «Даявань» (пров. Гуандун), который вступил в строй в 1994г. В 1992г. в соответствии с двусторонними соглашениями передали для II очереди АЭС «Циньпань» (пров. Чжэцзян) 85 компьютерных кодов, 110 тыс. страниц техдокументации и 7 тыс. чертежей для проектирования т.н. ядерного о-ва. В окт. 1995г. вместе с заключением контракта на строительство АЭС «Линао» французы одновременно подписали с Китайской компанией ядерной энергетики пров. Гуандун «Всеобъемлющее соглашение о трансфере технологий», открывающее широкий доступ к франц. разработкам, в т.ч. к «ноу-хау» современного энергоблока модели № 4 мощностью 1500 мвт. В общей сложности в производственной сфере французы ведут сотрудничество с 15 китайскими заводами.

Канада в целях укрепления своих позиций на китайском рынке приняла решение о создании в Шанхае в 1997г. центра подготовки инженеров и менеджеров высшего уровня для Шанхайского комплекса атоммаша. С марта 1998г. по апр. 1999г. канадский центр организовал 13 семинаров по системам ректора CANDU-6, который будет установлен на III очереди АЭС «Циньшань». Основными слушателями явились сотрудники шанхайских НИИ и предприятий, а посещаемость занятий составила 3 тыс. человеко-часов. В процессе строительства III очереди АЭС «Циньшань» предприятия в Шанхае и пров. Цзянсу и Чжэцзян осваивают 25% канадских технологий.

Зарубежные компании на электроэнергетическом рынке КНР стремятся приобрести позиции на трех уровнях: достижение межправсоглашений, создание СП и размещение технологий на ключевых в китайской отрасли предприятиях, а также лоббирование местных руководителей, получивших право решающего голоса при выборе партнеров по проектам. Компания «Дженерал Электрик» использовала визит президента США в КНР для подписания в 1998г. десяти меморандумов о взаимопонимании и протоколов о намерениях с Пекином, Шанхаем, пров. Ляонин, Шаньси, Шэньси, Фуцзянь, Хайнань. Условиями этих документов предусматривается заключение рамочных соглашений и увязка вопросов трансфера технологий с поставками оборудования.

Модернизация малой гидроэнергетики. Суммарная мощность малых ГЭС превышает 20 тыс. мвт, т.е. составляет около 30% общей мощности энергетических объектов.

Особенно велика роль малых ГЭС (мощностью до 50 мвт) в обеспечении электроэнергией сельских р-нов КНР. **45 тыс. малых ГЭС** вырабатывают 70 млрд. квт/ч для 300 млн. сельских жителей.

В 1997г. введено в эксплуатацию 1058 малых ГЭС мощностью 1782 мвт., на строительство которых было израсходовано 1,7 млрд.долл. (инокапвложения составили менее 5%). В К. планируют расширение сферы обслуживания **малой гидроэнергетики** с 300 до 782 уездов. **В ближайшие 3 года в ее развитие будет инвестировано 16,5 млрд.долл.** Значит. доля этих средств предназначена для модернизации действующих объектов.

Большую часть китайской малой гидроэнергетики составляют гидрокомплексы комбинированного типа (могут параллельно работать как электростанции и ирригационные сооружения), построенные по советским технологиям 40-50гг. Их наиболее распространенными недостатками являются повышенная температура рабочих узлов, несовершенная система вентиляции, изолирующих конструкций и т.д. Замена и модернизация упомянутых компонентов позволит увеличить производство электроэнергии на 10%. Установка новых турбинных роторов, изготовленных с применением современных антикоррозийных и антифрикционных материалов, поднимает КПД ГЭС на 20%, при очень быстрой (около 1г.) окупаемости затрат. Большинство объектов нуждается также в оснащении новыми автоматизированными системами контроля и управления. С целью предотвращения значит. потерь в сетях электропередачи, предполагается внедрение энергосберегающих технологий с заменой или усовершенствованием трансформаторных систем.

Выполнению намеченных программ призван способствовать созданный в г.Ханчжоу (пров. Чжэцзян, Вост. К.) при участии правительства КНР, ЮНИДО и ПРООН Межд. центр малых ГЭС. Основными направлениями его деятельности являются содействие регионам К. и других стран в разработке планов развития малой гидроэнергетики, налаживание межд. сотрудничества в этой области, выработка предложений и рекомендаций по привлечению иноинвестиций и технологий и т.д. По уставу этой организации, в ее штат могут входить высококвалифицир. иноэксперты, оплачиваемые направляющей стороной.

Одним из главных факторов, способствующих подключению россорганizations к реализации китайских программ является необходимость для многих малых ГЭС, построенных по советским проектам, соблюдения технологической преемственности при их модернизации.

О перспективах развития возобновляемой энергетики. В начале 1999г. в К. разработана программа развития новых и возобновляемых источников энергии (НВИЭ) на период до 2010г. Программа построена с учетом насущных задач по обеспечению относительно дешевой электроэнергией прежде всего удаленных и труднодоступных р-нов страны, потребности которых оцениваются примерно в 300 млн.т. стандартного угольного эквивалента (суэ).

На первом этапе (до 2001г.) предусматривалось проведение НИОКР с целью приблизить уровень китайских технологий в этой области к нынешнему среднемировому. Их освоение должно обеспечить увеличение энергоотдачи НВИЭ до 298 млн.т. суэ. К 2010г. намечено осуществить широкомасштабное внедрение новых энергетических технологий, а также создать современную производственную базу для серийного выпуска необходимого оборудования. Ожидается, что принимаемые меры позволят за этот период довести энергоотдачу НВИЭ до 390 млн.т. суэ.

Из-за значит. отставания в области НВИЭ от мирового уровня в К. в обозримой перспективе по-прежнему большое внимание будет уделяться древесине, относимой в КНР к разряду возобновляемых источников энергии. Планируется **культивирование новых «быстрорастущих топливных» по-**

род деревьев. Лесопосадки «топливной» древесины к 2010г. должны занять 13,4 млн. га и обеспечить около 154 млн.т. суэ. Параллельно будет вестись разработка новых, более эффективных технологий сжигания древесины, массовое внедрение которых позволит ежегодно экономить до 50 млн.т. суэ.

Программой намечено широкое применение спец. небольших генераторов для установки на малых и мелководных реках, суммарная энергоотдача которых составит 31,3 и 49,9 млн.т. суэ в 2001 и 2010 г. соответственно.

Традиционно используемые в К. технологии выработки энергии биомасс в ближайшие годы должны быть существенно модернизированы. Внедрение создаваемого на их основе оборудования позволит, по расчетам, увеличить объем производимой электроэнергии с 2,5 млн.т. в 2001г. до 17 млн.т. суэ в 2010г.

Усилия по расширению использования солнечных источников энергии будут сосредоточены главным образом на разработке и внедрении технологий производства высокоэффективных солнечных батарей (в КНР эксплуатируется 11 млн.кв.м. солнечных панелей), а также конструировании т.н. оптически оптимальных электрогенераторов. Вырабатываемые этими источниками объемы энергии возрастут к 2010г. с 1,23 до 4,67 млн.т. суэ.

В К. действует 160 тыс. малых ветряных установок общей мощностью 50 тыс.квт. Предполагается сконцентрироваться на создании крупногабаритных ветряных двигателей, разработке и освоении выпуска ветряных генераторов мощностью свыше 2 тыс.квт.

Первая в К. электростанция, использующая энергию морских волн (стоимостью 1,2 млн.долл.) должна быть построена в 2000г. в р-не о-вов Чжоушань в Вост.-Китайском море в рамках совместного проекта с рядом компаний и научных центров стран зап. Европы. Ученые Эдинбургского ун-та и Харбинского политех. ун-та работают над конструированием генератора для этой станции мощностью 150-200 квт.

Программой предусматривается увеличение объемов утилизации т.н. «болотного газа», поставки которого должны быть доведены к 2010г. до 400 млн.куб.м., что эквивалентно 3,15 млн.т. суэ.

Сооружение термальных электростанций предполагается продолжить в Тибете и ряде других р-нов КНР. Их энергоотдачу в 2001-10гг. планирует повысить вдвое — до 3,14 млн.т. суэ.

Анализируя китайскую программу развития НВИЭ, эксперты указывают на отсутствие у КНР ключевых технологических компонентов в данных областях энергетики. К. не сможет в ближайшие годы самостоятельно начать массовое производство соответствующего оборудования мирового уровня и по этой причине будет стремиться к налаживанию сотрудничества в т.ч. и с **Россией**. Этому, в частности, должна была способствовать межд. выставка по НВИЭ и энергосберегающим технологиям, которая прошла в Шанхае в апр. 2000г.

Электроэнергетика-2000

Гос. электроэнергетическая компания (ГЭК) КНР. В 2000г. в К. было произведено 1,35 трлн. квтч. электроэнергии (рост по сравнению с 1999г. на 9,5%), из которой было потреблено более 1,32 трлн. квтч. (рост по сравнению с 1999г. на 9,7%). К

концу 2000г. всекитайская установленная электро-энергетическая мощность составляла 316 млн. квт.

В 2000г. на предприятиях, входящих в систему ГЭК, было выработано 677 млрд. квтч. электроэнергии (больше, чем в 1999г., на 8,5%).

Объем продаж предприятиями ГЭК электроэнергии потребителям достиг 345 млрд. юаней (рост по сравнению с 1999г. на 15,6%), из которых чистая прибыль составила 9,2 млрд. юаней (увеличение на 530 млн. юаней по сравнению с 1999г.). Общая стоимость основных производственных фондов ГЭК равнялась к концу 2000г. 1,26 трлн. юаней (реальный рост на 14,8%).

Инвестиции в основные фонды ГЭК в 2000г. превысили 169,4 млрд. юаней, из которых на строительство инфраструктурных и крупных объектов было истрачено 73,7 млрд. юаней, на программу «замены малых мощностей большими» — 3,5 млрд. юаней, на строительство малых инфраструктурных объектов — 6,4 млрд. юаней, на обновление городских энергосетей — 29 млрд. юаней, модернизацию сельских энергосетей — 56,8 млрд. юаней.

В 2000г. в системе ГЭК были введены в строй объекты мощностью 11,1 млн.квт., 502 км. ЛЭП с рабочим напряжением 330 кв. и мощностью установленных трансформаторов 12,4 млн. квт.

В 2000г. ГЭК продолжала осуществлять масштабный проект переброски электроэнергии из западных в восточные районы К., в рамках которого были начаты работы по расширению трех гидроэнергетических объектов и прокладке 500 кв. ЛЭП в пров. Юннань. Были завершены подготовительные работы для проведения межд. тендеров по ГЭС в зап. пров. — Лунгань, Сяован, Гунбося.

Важное значение в работе ГЭК в 2000г. занимало строительство энергосетей. Инвестиции в эту сферу деятельности составили 115,6 млрд. юаней или 68,2% от всех инвестиций корпорации в основные фонды. В 2000г. начато было строительство 241 гор. энергосети, из которых 33 находятся на этапе завершения, 13 уже сданы в эксплуатацию. В 1834 уездах проводились работы по модернизации сельских энергосетей, в 1000 из которых они фактически завершены.

В 2000г. продолжалась работа по поэтапному созданию всекитайской единой энергосистемы. В рамках проекта «Три ущелья» была пущена в строй 594 км. ЛЭП с установленной трансформаторной мощностью 750 тыс. квт. Начато строительство новой 735 км. ЛЭП с установленной трансформаторной мощностью 2,2 млн. квт. Создание единой энергосистемы Сев.-Вост. и Сев. К. практически завершено, работа над созданием энергосистем «Вост. Китай-пров. Фуцзянь», «Сев. и Центр. К.», «Центр. и Сев.-Зап. К.», «Сев.-Зап. К. и пров. Сычуань», «Пров. Шаньдун и Сев. К.» активно продолжается.

В 2000г. из Южнокитайской энергосистемы в пров. Гуандун было передано 7,2 млрд. квтч. электроэнергии, из Внутренней Монголии в Пекин было транспортировано 6,9 млрд. квтч. электроэнергии и т.д.

ГЭК закончила подготовительную работу по разукрупнению провинциальных и региональных электроэнергетических и промбюро в 8 китайских провинциях. Успешно продвигался эксперимент в 6 провинциях по разделению энергопроизводящих и распределительных предприятий по выработке механизма установления конкурентоспособной

цены на отпускных терминалах электростанций.

В 2001г. перед ГЭК были поставлены следующие задачи. Объемы продаваемой электроэнергии должны возрасти до 935 млрд. квтч. инвестиций в основные фонды — до 184,8 млрд. юаней, чистая прибыль должна сохраниться на уровне 9,2 млрд. юаней. Компания не должна допускать перебоев с поставкой электроэнергии, которые имели место в 2000г. Планируется наращивать переброску электроэнергии в те регионы, где испытывается ее серьезный недостаток, и повышать надежность и качество поставок электроэнергии потребителям.

Угольная промышленность. В 2000г. в К. было добыто 950 млн.т. угля, что превысило запланированные показатели на 80 млн.т.

К. в 2000г. экспортировал 45 млн.т. угля, что стало выполнением задачи по снижению давления излишков произведенной продукции внутри страны и расширению присутствия китайских поставщиков угля на внешних рынках.

Предпринимались активные попытки вывести угольную отрасль из избыточного состояния, в т.ч. путем сокращения производства добываемого угля, выработки рационального ценообразования на указанный вид топлива, закрытия небольших и малорентабельных шахт, а также за счет оптимизации структуры размещения угледобывающих предприятий.

Однако, несмотря на все вышеперечисленные меры, отрасли вновь не удалось преодолеть черту убыточности.

Специфика структуры производства первичных энергоресурсов состоит в абсолютном преобладании угля, доля которого превышает 75%. **По объемам добычи угля КНР занимает первое место в мире**, однако в углепроме накопилось множество проблем, в т.ч. низкий технологический уровень угледобычи, избыточное число занятых, несовершенная система управления отраслью, структурная диспропорция производства, значит. доля которого приходится на мелкие нерентабельные шахты. Имеют место неоправданно высокая себестоимость угледобычи, низкий коэффициент отдачи пластов, повышенная аварийность и сильное загрязнение окружающей среды. Большинство запасов угля сосредоточено вдали от основных потребителей на востоке страны.

В 1996г. производство угля возросло на 6,3%, что позволило китайскому правительству в 1997г. несколько сократить производство угля (до 1,3 млрд.т. по сравнению с 1,3 млрд.т. в 1996г.) за счет ликвидации 14,7 тыс. низкоэффективных мелких шахт и, тем не менее, обеспечить потребности промышленности на 100%. Был предпринят ряд мер по урегулированию структуры потребления угля (увеличение доли потребления для производства электроэнергии), а также по решению проблем его транспортировки. Правительству удалось улучшить ситуацию с поставками угля и снизить темпы роста цен (в 1997г. в цену на уголь для нужд электроэнергетики по плановым поставкам закладывалось увеличение, по сравнению с 1996г., в среднем на 12 юаней за т., а на 1998г. — в среднем на 5 юаней за т., по сравнению с фактической ценой угля в окт. 1997г.).

В соответствии с заданием на 9 пятилетку, добыча угля в 2000г. должна составить 1,4 млрд.т., причем планируется довести объем экспорта до 50 млн.т. в 2000г. Поставлена задача увеличить добы-

чу угля при наименьших затратах, что предполагает значит. повышение эффективности освоения угольных месторождений. Предусматривается преимущественное развитие крупных действующих угольных баз и строительство новых современных высокомеханизированных угледобывающих предприятий. В первую очередь будут осваиваться месторождения с крупными разведанными запасами и удобными условиями для транспортировки. Строительство новых угольных баз будет сосредоточено в пров. Шаньси, Авт. р-не Внутр. Монголия (АРВМ), а также в пров. Шаньдун, Ляонин и Гуйчжоу. В целом доля угля в структуре производства и потребления энергоресурсов будет сокращаться.

Энергетика-1999

Планами 9 пятилетки (1995-2000гг.) в отрасль предусматривалось инвестировать 100 млрд.долл (за счет госкредитования, целевого использования части доходов от продажи электроэнергии, а также иноинвестиций, доля которых составляет 20%).

Интенсивный рост энергетики связывается с увеличением потребления новых источников энергии – нефти, природного газ, гидро- и атомной энергии. Между тем их доля в структуре производства энергоресурсов пока невелика.

При планируемом на 9 пятилетку ежегодном росте промпроизводства на 8%, потребление углеводородов должно возрастать на 4%, в то время как объем производства нефти в стране будет увеличиваться в среднем на 1,3%. К 2010г. доля нефти в структуре производства энергоресурсов снизится до 13,2% (в 1997г. – 17,1%), а в структуре потребления повысится до 19,4% и более (в 1997г. – 17,5%). **В 1997г. в К. добыто 163 млн.т. сырой нефти. В 2000г. потребности в нефти составят 195 млн. т, а в 2010 – 265 млн.т.**

Общие запасы нефти в КНР составляют 94 млрд.т., извлекаемые – 14 млрд.т., разведанные – менее 5,3 млрд.т. (2,5% мировых разведанных запасов), причем темпы разведки остаются неудовлетворительными. Китайские специалисты выделяют четыре нефтеносные зоны: вост., зап., центр. и зона континентального шельфа.

Вост. зона (600 тыс.кв.км.) является ныне главной базой производства нефти, на которую приходится около 75% добываемой в стране нефти (в т.ч. на Дацинском месторождении – 56 млн.т., на Шэнли – 29,1 млн.т.). Большинство вост. месторождений находятся на стадии завершения разработки, однако применение новых технологий позволит сохранить здесь нынешний уровень производства нефти (120 млн.т.) до 2010г.

В зап. зоне (пл. 1 млн.кв.км.) с середины 70гг. разрабатываются главным образом перспективные участки в Цайдаме (пров. Цинхай) и Синьцзян-Уйгурском автономном р-не (СУАР). В 1997г. в этом р-не добыто 21 млн.т. нефти (15% добычи по стране). Освоение отдаленных и труднодоступных месторождений в СУАР требует значит. капиталовложений не только непосредственно в обустройство месторождений, но и в строительство коммуникаций в крайне тяжелых прир. условиях. В центр. зоне объемы добычи нефти незначительны.

Активно разрабатываются месторождения континентального шельфа. Наиболее перспективными считаются Южно-Китайское море и Бохайский

залив. В 1997г. в зоне континент. шельфа добыто 16,2 млн.т. нефти и 4 млрд.куб.м. природного газа. К 2005г. предполагается добывать ежегодно 10 млн.т. нефти в Бохайском заливе, столько же в вост. части Южно-Китайского моря и 10 млрд.куб.м. природного газа в зап. части Южно-Китайского моря.

Резкое снижение мировых цен на нефть при сохранении прежнего уровня внутр. цен на китайском рынке привело к массивному импорту в КНР нефти и нефтепродуктов, а также их контрабанде в значит. объемах. Несмотря на жесткие протекционистские меры, приведение внутренних цен в соответствие с мировыми, китайские нефтедобывающие компании понесли значит. убытки и вынуждены были сократить производство нефти.

Доля природного газа в КНР в структуре потребления энергоресурсов составляет менее 2%. Общие запасы природного газа – 38 трлн.куб.м., извлекаемые – 10 трлн.куб.м., разведанные – 1,4 трлн.куб.м., при этом разведанные запасы увеличиваются ежегодно лишь на 3%. Основными газодобывающими р-нами К. являются пров. Сычуань с объемом подтвержденных запасов 350 млрд.куб.м. (в 1997г. добыто 7,5 млрд.куб.м.), Ордосский бассейн, охватывающий часть пров. Шэньси, Ганьсу, Нинся-Хуэйского авт. р-на и авт. р-на Внутр. Монголия с подтвержденными запасами – 300 млрд.куб.м., с перспективой увеличения до 1 трлн.куб.м., и Синьцзян-Уйгурский авт. р-н с подтвержденными запасами 187 млрд.куб.м. **Всего в КНР в 1997г. добыто 22 млрд. куб.м. природного газа.** Широкое использование газа сдерживается слабым развитием инфраструктуры отрасли.

С 2000г. К. сможет ежегодно добывать 25-30 млрд.куб.м. газа, а к 2010г. – 60-80 млрд.куб.м. газа, что позволит ослабить дефицит нефти, улучшить экологическую обстановку в крупных и средних городах. Расширение использования природного газа увеличит к 2010г. потребности КНР в этом виде углеводородного сырья до 100 и более млрд.куб.м., доведя долю природного газа в структуре потребления энергоресурсов до 5-8% в начале века. Недостающие объемы природного газа будут импортироваться.

Обеспечение растущих потребностей в углеводородах все чаще связывают с расширением импорта. С 1993г. К. является крупным нетто-импортером нефти. В 1995г. импорт нефти и нефтепродуктов составил 16 млн.т., в 1996г. – 22,6 млн.т., а в 1997г. – 34 млн.т. **К 2000г. К. придется ввозить около 50 млн.т. нефти ежегодно** (около 25% потребления), а к 2010г. 38% потребляемой К. нефти будет импортироваться.

По объему производимой электроэнергии (250 млн.квт.) и мощности энергоустановок (1135 млрд.квтч.) КНР вышла на второе место в мире, уступая лишь США. **К. занимает первое место в мире по запасам гидроэнергетических ресурсов – 680 млн.квт.,** из которых 378 млн.квт. подлежат использованию и приблизительно 52 млн.квт. освоено (13,7% подлежащих использованию ресурсов, в промышленно развитых странах – 50-90%). Наибольшими ресурсами гидроэнергетики обладают р.Янцзы (268 млн.квт., в т.ч. 197 млн.квт. подлежит использованию) и протекающая по Тибету Цангпо (Брахмапутра) (30 млн. квт.). 93,2% всех запасов гидроресурсов приходится на долю Сев.-Зап., Юго-Зап. и Юж. К. Топографические и географиче-

ческие условия для освоения многих рек достаточно благоприятны (большое количество ущелий, значит. перепад уровней на небольших участках и т.д.), что позволяет строить ГЭС при сравнительно небольших капиталовложениях. В то же время удаленность гидроресурсов от потребителей значительно затрудняет их освоение. Поэтому **более 3/4 выработки всей электроэнергии в К. по-прежнему приходится на долю работающих на угле ТЭС.** Задача увеличения доли ГЭС рассматривается правительством в качестве приоритетной.

Другой важнейшей задачей является относительное увеличение агрегатов большой единичной мощности. К 1997г. совокупная мощность агрегатов до 100 тыс.квт. составила 75,7 млн.квт. (42,3% всех ТЭС), в т.ч. выработавших свой ресурс агрегатов среднего и низкого давления — 36 млн.квт. Такие электростанции в значит. степени смягчают дефицит электроэнергии в глубинке, однако их использование в крупных центрах потребления энергии чрезвычайно неэффективно. Вследствие большого количества малых агрегатов, в КНР для производства 1 квтч. электроэнергии потребляется в среднем на 90-100 гр. угля больше, чем в промышленно развитых странах. Действующая с 1995г. инструкция предусматривает, что в 9 пятилетке единичная мощность вновь установленных агрегатов должна превышать 100 тыс. квт. В ближайшие 3 года К. закроет сотни мелких ТЭС совокупной мощностью 10,8 млн.квт.

С 1988г., в КНР ежегодно вводятся в строй средние и крупные энергоблоки общей мощностью 10-12 млн.квт. В 1997г. 59% всей электроэнергии было произведено на агрегатах мощностью свыше 100 тыс.квт. Китайская промышленность обладает технологиями для производства энергоблоков макс. единичной мощностью 600 тыс.квт., однако уровень их надежности недостаточно высок. **Наиболее надежными из крупных агрегатов по-прежнему являются агрегаты мощностью 100 тыс.квт.** (уровень надежности — 86%). В 1997г. из-за проблем с качеством оборудования китайского производства не были введены в строй мощности объемом 2,97 млн.квт., **значит. часть крупного энергооборудования поставляется из-за рубежа.**

Наряду с гидроэнергетикой предполагается расширить использование атомной энергии. **К 2010г. мощность АЭС планируется довести до 20 млн.квт. (1997г. — 2,1 млн.квт.).** К 2003-04 гг. в К. будут введены в строй восемь энергоблоков на четырех новых АЭС совокупной мощностью 6,6 млн.квт., в т.ч. 2 энергоблока по 700 мвт. будут сооружены при участии Канады, 2 по 985 мвт. — при участии Франции, и 2 по 1000 мвт. — при участии России. В перспективе приморские провинции (Гуандун, Фуцзянь, Цзянсу), которые не имеют угольных и нефтегазовых ресурсов, будут удовлетворять свои потребности в электроэнергии в основном за счет атомной энергетики. Пров. Чжэцзян, Цзянси и Шаньдун также видят решение своих проблем в строительстве АЭС. **К середине 21 века долю АЭС в электроэнергетике КНР предполагается довести до 30%.**

Предполагается, что к 2010г. 30% электроэнергии будет производиться на ГЭС и 5% электроэнергии — на АЭС. К 2000г. К. сможет производить 1350-1400 млрд.квтч. электроэнергии, увеличить мощность энергоустановок до 280-290 млн.квт.

Одна из проблем — удаленность энергетических

ресурсов от основных потребителей в вост. части страны. Ее решение руководство КНР видит в постепенном замещении транспортировки энергоресурсов передачей электроэнергии. В этих целях в 9 пятилетке предполагается повысить относительную долю электростанций на угольных разрезах до примерно 40% от общего числа ТЭС. Ускоренными темпами развивается строительство линий электропередач. К 2000г. протяженность ЛЭП напряжением свыше 220 квт. составит 171 тыс.км., в т.ч. 220 квт. — 134 тыс.км., 330 квт. — 9353 км., 500 квт. — 27 тыс.км. Общая мощность установок 220-500 киловольтных подстанций составит 398 тыс.мвт., уровень потерь электроэнергии на линиях должен снизиться до 7,8%.

Планируется осуществлять поставки электроэнергии из зап. части АРВМ в Пекин, из вост. части АРВМ — в Сев.-Вост. К., с севера пров. Шаньси — в г. Тяньцзинь, с юго-востока пров. Шаньси — в пров. Цзянсу и Шаньдун, из пров. Гуанси, Гуйчжоу и Юньнань — в пров. Гуандун и от ГЭС «Три ущелья» — в Вост., Центр. К. и пров. Сычуань.

Столь масштабные задачи предполагается решить путем создания к 2020г. единой транснац. энергосети. После недавнего объединения сетей Центр. и Вост. К., на очереди — объединение Сев.-Вост. и Сев. энергосетей после ввода в строй ТЭС «Суйчжун». После завершения строительства ГЭС «Три ущелья» произойдет слияние Центр. энергосистемы с Вост. и Сев.: от ГЭС «Три ущелья» будет построено 15 ЛЭП. В КНР имеется 6 региональных (Сев.-Вост., Сев., Вост., Центр., Сев.-Зап., Юж.) и 6 провинц. (пров. Шаньдун, Фуцзянь, Сычуань, Хайнань, Синьцзян-Уйгурский и Тибетский авт. р-ны) энергосетей.

Несмотря на энергодефицит, в результате мер правительства, в сфере энергетики формируется «рынок потребителя», который характеризуется высоким уровнем конкуренции инопоставщиков энергоресурсов и энергооборудования.

90% сырой нефти **импортируется из стран Бл. Востока**, которые, стремясь гарантировать свое долговременное присутствие на емком китайском рынке, инвестируют средства в строительство НПЗ, технологически ориентированных на определенный тип нефти. В К. проводится работа по привлечению мощных инокомпаний в качестве операторов для разработки нефтегазовых месторождений внутри страны. До сих пор окончательно не определено соотношение сжиженного (СПГ) и трубопроводного природного газа в его будущем импорте, что также способствует усилению конкуренции между потенциальными поставщиками. Возможность же поставки СПГ на приемный терминал в пров. Гуандун, решение о строительстве которого в период 10 пятилетки (2000-05 гг.) было принято правительством, будет, наверняка, обусловлена участием в инвестициях в этот объект.

Аналогичная ситуация складывается в сфере электроэнергетики. Многочисленные межд. тендеры выигрывают не столько компании, предложившие наиболее выгодные коммерческие условия поставки оборудования, сколько компании, уже инвестировавшие значит. средства в создание СП и способные обеспечить выгодное кредитование проекта. Расширяется строительство в К. инопредприятиями энергообъектов «под ключ» на условиях BOT (build, operate, transfer), предполагаю-

щих эксплуатацию объекта инвестором (15-20 лет и более) с последующей передачей правительству КНР.

О переброске электроэнергии из Хэйлунцзяна на Юг. В пров. Хэйлунцзян обсуждается проблема переброски излишков электроэнергии, вырабатываемой на Сев.-Востоке К., в юж. районы страны. Эту идею активно поддержал в своем выступлении в Харбине на недавней сессии провинциального комитета НПКСК зам. управляющего акционерной электроэнергетической компании Хэйлунцзяна (корпорации «Лундянь») Лю Чжанцин. Он внес предложение включить в план 10 пятилетки программу переброски электроэнергии с Севера на Юг, наряду с проектом переброски электроэнергии с Запада на Восток.

Гидроэнергоресурсы Хэйлунцзяна оцениваются в 8,44 млн. квт., можно освоить 6,12 млн. квт. По запасам энергетических углей Хэйлунцзян занимает первое место в Дунбэе, и это богатство используется далеко не полностью, а добыча угля в провинции упала с 80 млн.т. в 1996 до 40 млн.т. в 2000г. Гос. угледобывающие предприятия несут убытки, вынуждены в массовом порядке увольнять работников.

По расчетам Лю Чжанцина, мощности гидро- и теплоагрегатов электростанций Хэйлунцзяна позволяют вырабатывать 11 млн.квт. электроэнергии. Сейчас они работают не на полную мощность — на один агрегат приходится в среднем всего 3800ч. в год. В то же время в юж. районах пров. Гуандун этот показатель превышает 5800ч. Увеличение средней нагрузки на 2000ч. в год для переброски электроэнергии на Юг означает, что Хэйлунцзян должен дополнительно дать 2,2 млрд. квтч. в год. В 2000г. в Хэйлунцзяне было произведено 41,27 млрд.квтч. электроэнергии, имеется значит. ее излишек, как и в других провинциях СВК).

Продажа этой энергии по 0,28 юаня за квтч. (по средней цене, установленной для электросетей) принесет провинции доход в 6,16 млрд. юаней в год. При этом увеличение расхода угля на ТЭС на 8,36 млн.т. позволит повысить доходы угледобывающей отрасли на 1,88 млрд. юаней.

Экологически самую чистую и дешевую энергию, вырабатываемую тепло- и гидроэлектростанциями Хэйлунцзяна, вполне можно перебрасывать в районы к югу от Янцзы через электросети Сев.-Вост. и Сев. К. Это неизбежно приведет в движение базовые и сопутствующие отрасли промышленности Хэйлунцзяна, позволит развивать производство энергоемкой продукции, наиболее перспективной в рыночных условиях, что оживит внутр. спрос. Данный стратегический выбор будет стимулировать развитие Хэйлунцзяна, «встряхнет» всю экономику провинции и окажет позитивное воздействие на эконом. прогресс юж. районов страны.

Вместе с тем, оппоненты считают, что осуществить план переброски с Севера на Юг в ближайшее время будет трудно. Поэтому рациональнее использовать такое преимущество, как географическая близость Хэйлунцзяна к России, и предложить поставку китайской электроэнергии Дальневосточному региону России, «измученному постоянной нехваткой электричества и тепла». Туда же предлагается поставлять по мировым ценам уголь, скопившийся на складах Хэйлунцзяна. Прокладка линий электропередачи в соседнюю Россию обой-

дется значительно дешевле, как и прямые поставки угля по железной дороге.

ТЭК-Цзилинь. Пров. Цзилинь находится в центре Сев.-Вост. Азии, занимает выгодное географическое положение и обладает богатыми природными ресурсами. В К. придается большое значение активному развитию энергетической отрасли провинции в плане обеспечения межд. сотрудничества в р-не бассейна р.Туманная (Туманган) и эконом. развития Сев.-Вост. Азии в целом. Цзилинь граничит с Россией и является перспективным рынком сбыта рос. энергоносителей.

Разведанные геологические запасы каменного угля составляют 2,2 млрд.т., извлекаемые запасы — 1,1 млрд.т. На основании геолого-разведочных работ, проведенных за последние несколько лет, предположит. запасы угля оцениваются в 3,5 млрд.т. Основные залежи угля находятся в Яньбянь-Корейском автономном округе, в р-не г.Байшань и др. На территории провинции расположены 4 основных месторождения каменного угля, здесь действует 21 шахта с общей производительной мощностью 9,5 млн.т. в год, а также 35 копеек местного значения, способных добывать до 4,2 млн.т. в год. В 2000г. в Цзилине общий объем добычи составил 19,3 млн.т. угля.

Запасы нефти и природного газа в провинции оцениваются соответственно в 4 млрд.т. и 310 млрд. куб.м. К концу 2000г. было освоено 16 нефтяных полей, разведанные запасы составляют 790 млн.т., используемые — 400 млн.т. Разведанные запасы газа — 30 млрд. куб.м.

Возможности добычи нефти оцениваются в 4 млн.т. в год, 8 НПЗ способны переработать 8,5 млн.т. в год.

Освоение гидроресурсов в провинции началось сравнительно давно. Гидроэнергетический потенциал составляет 5 млн. квт., в 2000г. он использовался только на 67% — 3,4 млн. квт. Цзилиньская гидроэнергетика является резервом электросетей всего Сев.-Вост. К. на пиковые периоды.

Достаточно развита ветровая энергетика: в уезде Туншу около г.Байшань работает электростанция мощностью 30 тыс. квт. В 10 пятилетке будут введены в строй доп. мощности на 100 тыс. квт.

Пров. Цзилинь богата горючим сланцем, разведанные запасы которого здесь насчитывают 17,4 млрд.т., что составляют 56% запасов сланца в стране. В 90гг. началось создание теплоэлектростанций, работающих на этом сырье.

В Цзилине, как и во всем К., основным энергоносителем был и остается уголь. В 1999г. на производство энергии было затрачено 36,9 млн.т. условного топлива, в т.ч.:

	тыс.т. у.т.	доля в общем потребл.
каменный уголь	39 млн.т.25525	69,1%
нефть	7 млн.т.10120	27,4%
гидроэлектроэнергия	4 млрд. квт.923	2,5%
природный газ	304 млн.куб.м.369	1%

Что касается использования каменного угля, то 21,7 млн. т. (54,6%) ушло на производство электроэнергии, 2,2 млн.т. (5,6%) было потреблено населением, 2,1 млн.т. (5,5%) — метпромом, 1,2 млн.т. (4,3%) потребовалось для производства стройматериалов, 920 тыс.т. (2,3%) было использовано химпромом.

В 2000г. было переработано 42 млн.т. у.т., на долю угля пришлось 75%, нефти — 20,1%, гидроэлектроэнергии — 4%, природного газа — 0,9%.

В 1999г. производство энергоресурсов составило 19,2 млн. т. у.т., в т.ч. каменного угля — 19,2 млн.т., нефти — 3,8 млн.т., природного газа — 350 млн.куб.м., гидроэлектроэнергии — 4,4 млрд.квт. В 2000г. общая выработка электроэнергии достигла 28,9 млрд. квтч. Производство и потребление энергии в провинции характеризуется в целом как сбалансированное.

План развития ТЭК Цзилиня на 10 пятилетку, а также долгосрочный план до 2015г. проводят в жизнь линию на сбалансированность между развитием комплекса и экономией средств и ресурсов, улучшение структуры ТЭК, повышение его эффективности, ускорение реформирования отрасли. Ставится задача предоставить народному хозяйству достаточное количество экологически чистой и дешевой энергии.

К 2005г. годовое потребление энергоносителей достигнет 50 млн.т. у.т., доля угля составит 72%, нефти — 22,5%, природного газа — 1,5%, гидроэлектроэнергии — 3,8%, энергии ветра — 0,2%. Производство каменного угля выйдет на уровень 22 млн.т., нефти — 4,5 млн.т., природного газа — 400 млн. куб.м., гидроэлектроэнергии — 6 млрд. квтч., энергии ветра — 200 млн. квтч. Разница между производством и потреблением энергии будет по-прежнему компенсироваться путем ее переброски из других регионов.

В 10 пятилетке запланировано начало строительства энергетических мощностей на 2,7 млн. квт., полностью в строй будут введены мощности на 1,7 млн. квт., в их числе по производству гидроэлектроэнергии — на 300 тыс. квт. (станция в Байшане), теплоэлектроэнергии на 1,4 млн. квт. (2 очередь Чанчуньской ТЭС на 600 тыс. квт., 2 очередь Хунчуньской электроцентрали на 600 тыс. квт., вторая очередь Цзилиньской ТЭС на 200 тыс. квт.), энергии ветра на 70 тыс. квт. Всего за пятилетку будет освоено капвложений в энергетику на 1,9 млрд.долл., в т.ч. 1,3 млрд. на строительство энергетических мощностей, а 0,6 млрд. — на создание электросетей. К 2005г. мощности по производству электроэнергии должны составить 9 млн. квт., в т.ч. гидроэлектроэнергии — 3,7 млн.квт., тепловой энергии — 6 млн. квт., энергии ветра — 80 тыс. квт.

В числе крупных энергетических объектов, ввод в действие которых намечен до 2015г., можно назвать вторую очередь электростанции Шуанлюо на 1,2 млн. квт., гидроаккумулирующую электростанцию Шуангоу на 500 тыс. квт., создание на Первой Чанчуньской ТЭС мощностей с использованием природного газа на 975 тыс. квт., строительство Третьей Чанчуньской ТЭС (природный газ) на 1,5 млн. квт., строительство 9 угольных ТЭС на 1,2 млн. квт. Электроэнергетический потенциал к 2010г. составит 11,5 млн. квт., к 2015г. — 13,3 млн. квт.

За 10 пятилетку планируется построить 11 шахт с объемом добычи 4,2 млн. т. угля в год. В их числе 5 шахт (2,6 млн.т. угля в год), строительство которых начато в 9 пятилетке, и 6 новых шахт (1,6 млн. т. угля в год). Объем капвложений в угольную отрасль составит 289 млн. долл.

В новой пятилетке стоит задача постепенного увеличения добычи нефти (к 2005г. — 5,6 млн.т.). Ожидается, что годовой уровень добычи природного газа к этому сроку составит 600 млн. куб.м. Потребность капвложений в нефтегазовую про-

мышленность в этот период оценивается в 1,4 млрд.долл.

Большая ставка делается на импорт природного газа из России, который уже заранее начинают распределять с учетом перспектив использования его для производства электроэнергии и тепла, в химпроме, а также поставок газа населению. В соответствии с комплексным планом распределения рос. газа, Цзилиню к 2010г. «достанется» 4 млрд. куб.м. Исходя из этого, в 10 пятилетке будут создаваться энергообъекты, напрямую связанные с поставками газа из России.

Расширение электроцентрали в г.Хунчуне. Ее мощность увеличится на 600 тыс. квт. (два агрегата по 300 тыс. квт.). Уголь будет поставляться из местного бассейна. Потребность в угле 3,5 млн.т. в год. Объем капвложений в строительство 313 млн. долл., удельные капвложения — 524 доллара за квт. Срок строительства 2003-2006 гг. На этот объект возлагаются большие надежды в плане улучшения энергетической ситуации в р-не Тумангана, что позволит ускорить его освоение и развитие.

Увеличение мощности Первой Чанчуньской теплоэлектростанции за счет использования природного газа на 975 тыс. квт. (три установки по 225 тыс. квт. и агрегат комбинированного цикла на 100 тыс. квт.). Потребность в газе около 790 млн. куб.м. в год. Объем капвложений в строительство 482 млн. долл., удельные капвложения — 494 доллара за квт. Срок строительства 2006-08гг. Предполагается, что объект будет играть важную роль для эконом. развития центр. части пров.Цзилинь.

Гидроаккумулирующая электростанция Шуангоу. Производственная мощность — 500 тыс. квт. (два агрегата по 250 тыс. квт.). Место нахождения: г.Байшань на востоке провинции, в верхнем течении реки Сунгари. Гидроаккумулирующая электростанция строится для реализации возможностей создания каскада электростанций на р.Сунгари. Объем капвложений в строительство 270 млн. долл., удельные капвложения — 540 долл. за квт. Срок строительства 2006-10гг.

Вторая очередь электростанции в г.Шуанлюо мощностью 1,2 млн. квт. (два агрегата по 600 тыс. квт.). Уголь будет поставляться из бассейна р.Холинхэ. Потребность в угле около 8 млн.т. в год. Объем капвложений в строительство 602 млн. долл. Срок строительства 2007-10гг.

Строительство сети газопроводов. В рамках проекта поставки в Сев.-Вост. Азию 30 млрд. куб.м. природного газа из России Цзилинь надеется получить 3,8 млрд. куб.м. газа, что будет иметь большое влияние на формирование структуры энергетической отрасли. Для этого необходимо создание в провинции широкой сети газопроводов, программа строительства которой в настоящее время находится в стадии разработки. Предположит. капвложения составят 181 млн. долл. 2006-07гг.

КОЛУМБИЯ

Электроэнергетика

Потребление электроэнергии в 2000г. выросло на 3%. Рост экономики диктует необходимость создания новых электростанций, модернизации старых энергетических объектов и всей инфраструктуры энергетики. 700 тыс.чел. проживают

в зонах, где отсутствует электричество.

Потребление электроэнергии, в квт.ч.: 1996г. — 17711, 1997г. — 18249, 1998г. — 18472, 1999г. — 17389, 2000г. — 17911.

Развитие энергетического сектора. Правительством была разработана программа развития энергетического комплекса до 2002г. При этом общая сумма капложений частного и гос. секторов в отрасль за 4г. составит 3,36 млрд.долл.

В 1999-2002гг. предусматривается введение в эксплуатацию ряда новых ГЭС и ТЭС общей мощностью 1691 мвт., а также создание доп. сети высоковольтных ЛЭП протяженностью более 1900 км.

Введение в строй 9 наиболее важных проектов по производству электроэнергии позволит довести суммарную мощность действующих электростанций до 14300 мвт. в 2002г.: Urra, ГЭС, 1999г., 340 мвт.; Porce II, ГЭС, 2000г., 392 мвт.; Termocentro, ТЭС, 2000г., 100 мвт.; Termo Flores IV, ТЭС, 2001г., 150 мвт.; Termosierra, ТЭС 2001г., 172 мвт.; Mieli, ТЭС, 2002г., 375 мвт.; Encimadas, ГЭС, 2002г., 94 мвт.; Canaveral, ГЭС, 2002г., 68 мвт.

В 1999-2002гг. предполагается провести 1405 км. высоковольтных линий с напряжением 230 кв. и 526км. — с напряжением 500 кв. Новые ЛЭП в 1999-2002гг.: Playa Primavera, 1999, 230 кв. (102км.); Sabana-Nueva Baranquilla, 1999, 230 кв. (43км.); Urra-Cerromatoso, 1999, 230 кв. (83км.); Betania-Juanchito, 2000, 230 кв. (160км.); Cartagena-Chinu, 2000, 500 кв. (170км.); Cartagena-Sabanalarga, 2000, 500 кв. (86км.); Jamundino Santa Rosa, 2000, 230 кв. (250км.); Guatape Ancon Sur, 2001, 230 кв. (70км.); San Felipe-Pumo, 2001, 230 кв. (75км.); Primavera-Guatiguara, 2002, 230 кв. (150км.); Primavera-Facatativa, 2002, 500 кв. (270км.); Tasajero Guatiguara, 2002, 230 кв. (130км.); San Felipe-La Hermosa, 2002, 230 кв. (110км.); Otros, 230 кв. (232км.).

Большая часть (2 млрд.долл.) денежных средств на проведение работ, как ожидается, будет выделена предприятиями частного сектора. При этом, с целью привлечения большего количества инвесторов, правительство намерено предусмотреть возможность передачи частным компаниям ряда управленческих и адм. функций по указанным проектам. В случае успешной реализации программы развития ТЭК, уже в 2002г. практически все основные потребности населения и промышленности в электроэнергии будут удовлетворены.

Рост потребления электроэнергии вызвал рост ее стоимости (в среднем в 2000г. на 22% Это сделало весьма выгодной работу на колумбийском рынке электроэнергетики

В июне 2000г. на год раньше срока было завершено строительство ГЭС УРРА (4х85 мвт.), осуществившееся при содействии АО «Энергомашэкспорт». Общий объем поставок составил 170 млн. долл. Завершено также исполнение контракта на временную эксплуатацию электростанции (2 млн. долл.). Министерство шахт и энергетики К. удовлетворено результатами сотрудничества с Россией по этому объекту. На офиц. церемонии сдачи ГЭС в эксплуатацию в июле 2000г. президент страны А.Пастрана высоко оценил работу рос. предприятий и специалистов и высказался за расширение сотрудничества наших стран в области электроэнергетики.

В окт. 2000г. АО «Энергомашэкспорт» выиграло тендер на 5-летнюю эксплуатацию ГЭС «УРРА»

(13,5 млн. долл.). В торгах участвовали еще 8 колумбийских и иностр. компаний, в т.ч. такой европейский гигант, как АBB Alston Power, контролирующий более 50% рынка электроэнергии К.

В 2000г. активизировал свою деятельность на колумбийском рынке энергетики ЭСГЭМ-де-Колумбия (смешанный рос.-колумбийский капитал). Эта фирма осуществляет ремонт и монтаж оборудования на малых ГЭС Chivor, Devio Valencia, Miel, Imsa, каскад гидроэнергоблоков на р.Lapita.

Имеется перспектива участия рос. предприятий и организаций в модернизации действующих ТЭС и переводу их на газ, в строительстве ЛЭП и трансформаторных подстанций. Возможны поставки мини- и микро-ГЭС.

Уголь

Перспективы угледобычи. Падение спроса на внутр. рынке, обусловленное сокращением производства электроэнергии, металлов, цемента, продуктов питания, стройматериалов, успешно компенсируется за счет результатов проведения экспансионистской политики на рынках АТР.

В К. традиционно выделяются 6 центров добычи угля: Коста-Атлантика, Норте-де-Сантандер, Бойака, Кундиномарка, Антиокия, Вайле-дель-Каука. Наиболее развитой инфраструктурой угледобычи обладает Коста-Атлантика, на ее долю ежегодно приходится более 85% общего производства угля в стране. Вклад каждого из оставшихся пяти регионов в среднем составляет 2-3%.

Определенная диспропорция отслеживается и в проведении названными регионами экспортной политики. Согласно данным колумбийского гос.предприятия «Экокарбон», в 1997г. основную часть операций по экспорту угля осуществили регионы Коста-Атлантика и Норте-де-Сантандер, в то время как продукция регионов Вайле-дель-Каука и Антиокия полностью была реализована на внутр. рынке.

Результаты работы угледобывающего сектора страны в 1998г. подтверждают наметившуюся ранее тенденцию к росту экспортного потенциала К. Объемы экспорта угля из регионов Коста-Атлантика, Кундиномарка, Бойака и Норте-де-Сантандер составили 30550, 50, 100 и 800 тыс.т. соответственно.

При оценке перспектив роста экспорта угля специалистами «Экокарбон» смоделированы два различных варианта, позволяющие получить миним. и максим. границы объемов вывоза угля за рубеж в ближайшие годы. При этом отмечается, что в качестве основополагающего фактора закладывался прогноз развития мирового рынка угля, в то время как ситуация на внутр. рынке, из-за незначит. объема потребительского спроса, в расчет не принималась.

При оценке экспорта угля в масштабе всей страны (с учетом вклада регионов, не вошедших в основную группу) специалисты предполагают, что в 2000, 2003 и 2005гг. миним. прирост объемов его вывоза по сравнению с 1997г. составит 32,97%, 57,06% и 76,72% соответственно. Согласно второй модели, когда рассматриваются максимально возможная загрузка угледобывающего сектора, прирост составит 50,83%, 128,83% и 146,24%.

Одновременно отмечается, что независимо от ожидаемых объемов экспорта угля, внутр. спрос на него не претерпит заметных изменений. В анали-

зируемый период ежегодное потребление угля промышленностью К. будет находиться в пределах от 4 до 6 млн.т.

РЕСПУБЛИКА КОРЕЯ

АЭС

Осотрудничестве ам. и японских компаний в ядерной области. По сообщениям местной печати со ссылкой на японские источники, японские и ам. компании планируют начать совместную разработку ядерных энергетических реакторов следующего поколения, которые будут значительно дешевле и безопаснее находящихся сейчас в эксплуатации.

Представитель японской компании Hitachi заявил, что его компания достигла соглашения с ам. компанией General Electric и японской Toshiba о совместной разработке к 2015г. усовершенствованного кипящего реактора (boiling-water reactor) мощностью 1,7 млн.квт. При этом он напомнил, что Hitachi и General Electric уже имеют опыт сотрудничества в разработке энергетических атомных реакторов, сконструировав и построив в рамках совместного проекта в 1996г. реактор в префектуре Ниигата.

В рамках другого совместного японо-ам. проекта японская компания Mitsubishi Heavy Industries и ам. Westinghouse Electric ведут разработку легководного реактора под давлением (pressurized light-water reactor) мощностью 1 млн.квт. Новый реактор, по заявлению представителя «Mitsubishi Heavy Industries Ltd.», планируется разработать к 2030г. Новые реакторы будут более мощными, что позволит быстрее окупать расходы по их строительству. Особое внимание будет уделено разработке новой системы автоматического управления реакторами и мониторинга за их работой.

Компании-участники указанных совместных проектов заявили, что пока еще не разработали конкретных схем, которые обеспечивали бы большую безопасность при общем удешевлении строительства реакторов.

Mitsubishi Heavy Industries надеется на расширение своего бизнеса в США после того, как президент Буш в мае 2001г. заявил о планах администрации возобновить строительство в США новых ядерных реакторов после 20-летнего моратория. Mitsubishi Heavy Industries является единственной компанией в Японии, которая располагает технологией строительства легководных реакторов под давлением, которую она приобрела у Westinghouse Electric еще в 1961г. Большинство атомных станций в США используют легководные реакторы под давлением.

Перспективы развития ядерной энергетики РК. Ядерная программа РК осуществляется в соответствии с утвержденными руководством страны директивными документами: «Долгосрочные направления ядерно-энергетической политики на период до 2030г.» (приняты в июле 1994г.), «Ген. план развития ядерной энергетики» (принят в июне 1997г.) «Нац. программа ядерных исследований на средне- и долгосрочную перспективу». Первая АЭС в РК (KORI-1) была построена в 1978г. и представляла собой один энергоблок мощностью 587 мвт. **В РК эксплуатируются 16 энергоблоков АЭС** общей установленной электрической мощно-

стью 13,7 гвт., что составляет 28% от мощности всех электростанций в стране. В 2000г. АЭС РК выработали 109 млрд.квтч. электроэнергии, что составило 41%, от общего производства электроэнергии (в Зап. Европе – 43%, Франции – 76%, Японии – 36%, Сев. Америке – 19%, России – 14,4%) РК также имеет один из самых высоких в мире коэффициентов использования установленной мощности (КИУМ) – отношение количества фактически выработанной электроэнергии за год к количеству электроэнергии, предусмотренному проектной мощностью с учетом времени остановки энергоблока на перегрузку, тех. обслуживание и ремонт, который является главным показателем эффективности эксплуатации АЭС. На АЭС РК в 2000г. КИУМ составил 90,4% (в Зап. Европе – 85%, США – 84,5%, Японии – 79,4%, России – 64,5%).

В соответствии с принятым в янв. 2000г. «пятым долгосрочным планом производства и потребления электроэнергии» **к 2015г. в РК должны быть введены в строй еще 12 ядерных энергоблоков.** Из них 4 уже находятся в стадии строительства, завершение которого намечено соответственно на 2002 (2 энергоблока), 2004 (1) и 2005 (1) гг. С вводом в эксплуатацию новых энергоблоков правительство РК планирует довести долю общей установленной энергетической мощности АЭС до 33%, а производство электроэнергии на АЭС до 44,5%.

Если первые 14 энергоблоков в РК были построены иностр. компаниями (Westinghouse Framatome, Atomic Energy of Canada Ltd.), то в авг. 1998 и дек. 1999г. были введены два реактора KSNP (Korea Standard Nuclear Power Plant), полностью разработанные и созданные корейскими специалистами. Все четыре строящихся энергоблока также являются KSNP. Разработанный на основе стандарта System-80 реактор KSNP, мощностью 1000 мвт., по оценкам экспертов, является на сегодняшний день одним из самых надежных и безопасных реакторов в мире. Корейскими специалистами завершена также разработка усовершенствованного ядерного реактора на легкой воде мощностью 1400 мвт. – APR1400 (Advanced Power Reactor), первый энергоблок на основе которого планируется ввести в строй к 2001г. Ожидается, что по надежности он в 10 раз превзойдет KSNP, а его экономичность будет выше, чем у существующих угольных электростанций.

Не имея своих собств. запасов урана РК полностью зависит от зарубежных поставок ядерного топлива. В 1999г. РК импортировала 4,5 млн.фунтов уранового концентрата из Австралии, Канады, Великобритании, Франции, России, США и ЮАР. Ожидалось, что в 2001г. корейские закупки урана составят 5% от всего объема продаж на мировом рынке.

Как представляется, дальнейшее развитие ядерной энергетики РК и планируемый ввод в эксплуатацию новых реакторов открывают доп. возможности для увеличения рос. поставок в Республику Корея природного урана и услуг по его обогащению. Хорошие перспективы имеются и для расширения рос.-корейского сотрудничества в области разработки новых типов реакторов (особенно реактора естественной безопасности), а также в области обращения и утилизации отработавшего ядерного топлива.

КУБА

Добыча нефти на Кубе расценивается иностр. фирмами как рентабельная. Сухопутная территория и зона морского шельфа страны, на которой предполагается добывать нефть, разбиты на 45 крупных участков (блоков), 20 из которых уже находятся в стадии эксплуатации на основе контрактов «на условиях риска». В соответствии с ними 70% добываемой нефти получает кубинская гос. компания «Купет» и 30% — иностр. участник. В качестве иностр. партнеров выступают крупные нефтяные компании Канады («Шеррит Интернешнл»), Франции, Великобритании, Швеции, Бразилии и Испании. За последние 7 лет в отрасль привлечены иноинвестиции в 650 млн. долл. из которых на проведение разведки и добычу нефти «на условиях риска» направлено 450 млн. долл. и на развитие инфраструктуры (нефте- и газопроводов, центров первичной переработки добываемых продуктов, нефтяных причалов и т.д.) — 200 млн. долл.

В результате прилагаемых усилий производство топлива на Кубе в 1991-2000гг. возросло с 0,6 млн.т. до 3,4 млн.т. (нефть и газ в эквиваленте) при уровне потребления в 9 млн.т. в год. По офиц. прогнозам, в 2001г. объем нац. производства топлива составит 4 млн.т. К 2005г. намечается получить около 5 млн.т. сырой нефти и 1,3млн. куб.м. природного газа.

Важным средством реализации этих амбициозных планов является курс на разработку Кубой месторождений нефти на шельфе Мексиканского залива, общая площадь кубинского сектора которого составляет 112 тыс.кв.км., которые оцениваются как очень перспективный в отношении запасов нефти.

Достоверные запасы нефти на месторождениях, разведанных в 90гг., составляют 600 млн.бар. Это дает повод кубинскому руководству полагать, что к 2005г. существующее ныне соотношение между импортом (70%) и нац. производством топлива (30%) в энергетическом балансе страны изменится и только 1/3 потребностей Кубы в топливе будет удовлетворяться за счет импортируемой нефти. Одновременно ставится задача эффективного использования попутных газов, внедрения энергосберегающих технологий и проведения модернизации инфраструктуры тепловой энергетики страны.

В сфере нефтяного импорта наметился курс на диверсификацию источников получения топлива. Одним из шагов руководства страны на этом пути является присоединение Кубы к Каракасскому договору в области энергетики, предполагающему поставки нефти из Венесуэлы на Кубу на льготных условиях в объеме 53 тыс.б/д. Активизировались контакты Кубы с нефтедобывающими странами Бл. Востока, в частности, с Ираном.

Поставки нефти на Кубу по рос. обязательствам по-прежнему составляют существенную часть (до 30%) нефтяного импорта страны. Сохраняется заинтересованность кубинской стороны в использовании рос. нефти в расчетах с кубинскими организациями по схеме товарообменных операций «нефть-сахар». Подтверждением этому служит подготовленный по инициативе кубинской стороны и подписанный в ходе работы V (внеочередного) заседания Рос.-Кубинской МПК (12-14 дек.

2000г., г.Гавана) Протокол о товарообороте между нашими странами в 2001-05гг., в соответствии с которым предполагается ежегодная поставка на Кубу 1,5-2 млн.т. нефти в обмен на эквивалентное по стоимости количество сахара-сырца.

Проектные суммарные мощности нефтеперерабатывающих заводов Кубы на начало 2000г. составили 10,25 млн.т. в год, что позволяет достичь обеспечения страны нефтепродуктами. Наиболее крупными предприятиями отрасли являются заводы: «Нико Лопес» в г.Гаване (3,5 млн.т. в год), «Эрманос Диас» г.Сантьяго-де-Куба (3,5 млн.т. в год), НПЗ в г.Сьенфуэгос (3 млн.т. в год) и НПЗ «Серхио Сото» в г.Кавайгуан (250 тыс.т. в год). Максимальный объем нефтепереработки на Кубе был достигнут в 1990г. (6,83 млн.т.).

Однако использование нефтеперерабатывающих мощностей в последние годы не превышает 15% (в 2000г. — оценочно около 1,4 млн.т. или примерно 50% потребляемых нефтепродуктов, без учета мазута), что связано с необходимостью проведения тех. перестройки заводов на переработку тяжелой кубинской нефти с большим содержанием серы (ранее в основном перерабатывалась легкая нефть из СССР с добавлением незначит. количества местной). В этих условиях Кубе целесообразнее приобретать нефтепродукты, нежели производить значит. затраты на мероприятия по снижению себестоимости переработки нац. нефти.

Продолжаются переговоры по привлечению в нефтеперерабатывающую промышленность иностр. фирм. Использование свободных мощностей НПЗ Кубы для переработки давальческого сырья с расчетами готовой продукции рассматривается в качестве перспективной сферы взаимодействия со странами региона, не имеющими достаточных мощностей по переработке добываемой нефти.

Имеются реальные перспективы сотрудничества с венесуэльской гос. компанией PDVSA в сооружении установок каталитического крекинга на НПЗ в г. Сьенфуэгос, построенного в конце 80гг. с помощью СССР. По завершении работ предприятие сможет ежедневно перерабатывать 11 тыс.т. сырой нефти, в т.ч. для поставок за рубеж. Заинтересованность в сотрудничестве с кубинской стороной в области нефтепереработки проявляют рос. коммерческие структуры.

В 2000г. продолжал осуществляться значит. объем работ в сфере создания инфраструктуры нефтепрома, в частности нефтепроводов. Более 60% кубинской нефти добывается в р-не бухты Карденаса, (пров.Матансас). В 2000г. был введен в строй нефтепровод, связывающий Базу хранения сырой нефти в Карденасе с базой супертанкеров. Объект был выполнен с участием иностр. специалистов. Стоимость его составила 24 млн. песо, из них 14 млн. в СКВ. Ожидается, что инвестиции окупятся в течение 2 лет. До этого транспортировка нефти производилась каботажными судами, что обходилось в 11 млн. долл. и угрожало загрязнением природы туристического комплекса Варадеро и прибрежных р-нов.

Ведется строительство нефтепровода от месторождения Бока-де-Харуко до базы супертанкеров в г.Матансас. Объект оценивается в 6 млн. песо, из них 4 млн. в СКВ. Нефтепровод проходит по землей (глубина — 1,5 метра). По нему смогут перекачивать 1,5 т. нефти в год. Объект завершен на 65%. В целом, гос. нефтяная компания «Кубапетролео»

(Купет) выполняет напряженную инвест. программу по созданию необходимой инфраструктуры по сбору, переработке и транспортировке кубинской нефти.

Нац. электроэнергетическая система Кубы объединяет генерирующие мощности общим объемом 4,2 млн. квт. Производство электроэнергии в 2000г. составило 14,6 млрд. квтч. (в 1999г. — 14,3 млрд. квтч.).

Основу кубинской электроэнергетики составляют свыше 20 ТЭС, объединенные в единую нац. энергосистему, на предприятиях которой производится более 90% всей вырабатываемой в стране электроэнергии. К числу наиболее крупных относятся: ТЭС «Мариэль» (мощностью 600 мвт.), ТЭС «Ренте» (500 мвт.), ТЭС «Гавана» (300 мвт.), построенные при techодействии б. СССР (всего с помощью б. СССР построено более 40% мощностей электроэнергетики Кубы).

В настоящее время 95% территории страны охвачено нац. электроэнергетической системой. Оставшиеся 5% (около 180 тыс. семей) будут подключены к ней в течение ближайших 5 лет.

Показатель потерь электроэнергии при передаче составляет 18%.

В течение истекшего года проводились работы по выполнению плана модернизации 11 крупных энергоблоков (по 100 мВт каждый).

По состоянию на конец 2000г. завершены работы на 8 энергоблоках, на оставшихся трех (включая ТЭС «Гавана») они будут продолжаться.

Вследствие восстановления экономики страны происходит рост энергетических потребностей. Так, если в начале 90гг. этот показатель находился на уровне 7% в год, то в 2000г., составил 11% в год.

Программа энергетического развития Кубы предусматривает, начиная с 2002г. ввод в эксплуатацию новых мощностей, а также проведение модернизации существующих объектов. Реализация Программы в конкретном ключе сдерживается ограниченными фин. возможностями страны и поэтому в значит. степени зависит от реальных возможностей привлечения иностр. кредитов.

Кубинская сторона обуславливает участие иностр. партнеров в выполнении Программы следующими требованиями:

- модернизируемые или создаваемые блоки должны работать только на нефти, добываемой на Кубе;

- при модернизации объекта должен обязательно учитываться фактор охраны окружающей среды и защиты экологии в соответствии с межд. нормами;

- фин. условия: обязат. предоставление иностр. участникам кредита из расчета 8-10% годовых на срок в 10 лет.

Привлечение иностр. участников планируется осуществлять через систему закрытых тендеров. Для участия в тендерах участники должны представить коммерческие предложения, информацию по ТЭО проекта и о порядке финансирования.

В ходе V (внеочередного) Заседания Рос.-Кубинской МПК (дек. 2000г.) было принято решение о прекращении работ по завершению сооружения АЭС «Хурагуа», строительство которой было начато при содействии СССР, т.к. кубинская сторона исключила данный объект из числа приоритетных и сочла продолжение работ по нему нецелесообразным.

Ведется строительство и монтаж оборудования в счет выполнения проекта «Энергаз», стоимостью в 55 млн. долл. Ввод в действие энергетического предприятия намечается в янв. 2002г. В результате этого проекта энергетический потенциал «Энергаза» увеличится на 80 мвтч. Эффективность турбин возрастет на 30-45%. Станция уже производит около 170 мвтч. Помимо электричества на ней из попутного газа получают серу, сжиженный газ и растворители. Фидель Кастро отметил, что это самая дешевая энергия, получаемая в стране за счет использования попутного газа.

В стране проводится программа экономии электроэнергии и повышения эффективности деятельности отраслей экономики в плане энергосбережения, в результате чего энергетические затраты на производство единицы ВНП в 2000г. снизились на 5,4%, а также сократились на 47% плановые отключения подачи электроэнергии потребителям во всех провинциях Кубы.

Внедрение энергосберегающих технологий, экономное использование энергии и применение рациональных методов управления позволило снизить нагрузку на энергетическую систему страны. Несмотря на рост мировых цен на энергоносители, практически полностью была выполнена программа снабжения населения керосином и осуществления газификации городского сектора жилищного фонда страны.

С целью обеспечения финансирования энергетики Кубы все более расширяется практика взимания оплаты за отпускаемую электроэнергию в СКВ. В 2000г. эта форма расчетов распространялась на предприятия никелевой и сахарной

Оценки перспектив развития топливно-энергетического сектора Кубы. Среди наиболее перспективных названо месторождение в Пуэрто Эскондидо, где имело место открытие крупнейших запасов «черного золота» за последние 5 лет. Оно дает ежегодно около 100 тыс. т. нефти с 12 скважин, находящихся в эксплуатации.

Пуэрто Эскондидо, Варадеро и зона Бока де Харуко являются основными точками для развития нефтедобычи на Кубе, а также использования попутного газа.

В сев. части страны будут пробурены скважины в рамках программы интенсификации исследований подпочвы, с применением трехмерной сейсмичности, горизонтального бурения и прочих самых совершенных технологий нефтеразведки, позволяющим проводить бурение скважин за 30 дней.

Именно в сев. зоне о-ва, где в течение десятилетий проводились глубокие геологические и геофиз. исследования, находится ключ к непосредственному развитию нефтедобычи. В 2005г. намечается достижение показателя добычи топлива в 6 млн.т. (нефть и газ в эквиваленте).

Эти расчеты не включают результаты разведки в глубоководных участках на юго-востоке Мексиканского залива, где Куба располагает 59 блоками по 2 тыс. кв. км. каждый, шесть из которых уже были законтрактованы и еще четыре находятся в процессе переговоров. Речь идет об очень перспективной зоне, окруженной участками территориально-шельфа США и Мексики, на которых ведется добыча нефти компаниями этих стран.

В 2000г. 90% кубинской сырой нефти будет использовано на ТЭЦ, потребность которых состав-

ляет свыше 2 млн.т. углеводородных соединений в год. В этой отрасли был построен завод в Фелтоне на востоке страны мощностью 500 мвт., объем капложений в его сооружение составил 500 млн. долл.

Параллельно ведется модернизация ТЭЦ на основе рос. и чешской технологии и на разной стадии строительства находятся две ТЭЦ в Варадеро и Харуко (на севере о-ва), которые будут работать на попутном газе с комбинированным циклом. Их ввод в строй позволит увеличить мощности на 400 мвт. За последние 8 лет на восстановление электроэнергетики государство затратило 1 млрд.долл.

Электроэнергетика не является более «узким местом» для эконом. и соц. развития страны; улучшились услуги населению и разрешен тех. вопрос использования нац. тяжелой нефти для ТЭЦ и прочих заводов. Кроме того, 100% цемента производится на основе нац. топлива.

Касательно никеля и кобальта указано, что заводы «Педро Сотто Альба» и «Че Гевара» в Моа (восток страны), превышают проектные мощности, имеют высокую производительность и значительно увеличили производство по сравнению с уровнями докризисного 1989г. Эта отрасль вышла на передовые рубежи по межд. стандартам.

Страна является шестым производителем никеля и установила в 2000г. нац. рекорд производства, достигнув объема 71,4 тыс. т. В последние годы был восстановлен рынок, который был потерян в результате распада СССР. За последние пять лет капложения в эту отрасль составили 400 млн. долл.

Электроэнергетика

На Кубе электроэнергия вырабатывается на НТЭС (78,6% электроэнергии), пром. электростанциях (17,5%), газовых турбинах (2,6%) и ГЭС (1,3%). Максимальная годовая потребность страны в электроэнергии составляет 2,15 гвт. Основная часть производится на термоэлектростанциях «Максима Гомес» (Мариль), «Антонио Гитерас» (Матансас), «Карлос Мануэль де Сеспедес» (Сьенфуэгос), «10 Октября» (Нуэвитас), «Антонио Масео» (Сантьяго-де-Куба), «Санта-Крус» (г.Гавана), «Отто Парельяда» (г.Гавана), «Антонио Масео» (г.Гавана).

Электрификация Кубы охватывает 95% всей страны. В 2000г. капложения в энергетику составят, по подсчетам кубинцев, около 2 млрд. долл. Модернизируются термоэлектростанции, построенные советскими и чешскими специалистами, в частности, их готовят к работе на нац. горючем (стоимость этих работ составляет 150 млн.долл.). В 2000г. электроэнергия, вырабатываемая на нац. топливе, составит 55%. Активно идет строительство ЛЭП длиной 200 км. Выполнены первые этапы проекта «Энергас» — введены в эксплуатацию 3 блока на 35 мвт. в Варадеро и один блок в Бока-де-Харуко (они работают на попутном газе, получаемом в ходе добычи нефти). В турист. зоне Хардинес-дель-Рей действует дизельная электростанция мощностью 6,96 мвт/час. В 2000г. планируется завершение строительства двух электростанций в Кайо-Гильермо и на о-ве Хувентуд (со 100% панамским капиталом).

За производство электроэнергии в стране отвечает гос. организация, Электроэнергетическое объединения. УНЕ располагает 32,7 тыс. работни-

ками, из них 7262 являются квалифицированными специалистами. Эта организация оказывает целый ряд услуг: планирование и разработку, проектирование, строительство и монтаж, тех. обслуживание и эксплуатацию, тех. помощь.

Основными потребителями электроэнергии на острове являются промышленность и сельское хозяйство. При этом в промышленности произошло некоторое снижение потребления в результате закрытия ряда нерентабельных предприятий.

Пытаясь решить проблему с горючим, правительство разрабатывает меры по выработке электроэнергии из отходов сахарного тростника. От 1 млн.т. произведенного сахара-сырца остается 1,4 млн.т. отходов в поле, что может дать 352 тыс.т. условного альтернативного топлива, сэкономив 35,2 млн.долл., а 558 тыс.т. отходов на сахарных заводах может дать 139 тыс.т. топлива, сэкономив 13,9 млн.долл.

Важнейшей проблемой в экономике страны является экономия электроэнергии (затраты на производство электроэнергии на Кубе составляют 1 млн.долл. в день). Проводятся энергосберегающие меры по замене лампочек накаливания на флуоресцентные, использование экономичных лампочек в жилых домах, усовершенствование действующих электростанций и увеличение их мощности.

ЛИТВА

Энергетика-2001

Электроэнергетика. Литва занимает ведущие позиции в области производства и экспорта электроэнергии.

В 2001г. в Литве всеми электростанциями было выработано 14,733 млрд. квт. электроэнергии, что на 28,9% больше показателя предыдущего года.

Баланс электроэнергетики Литвы, млн. квт.

	2000г.	2001г.	2001/00, %
Общее производство.....	11425	14733	128,9
- Игналинская АЭС.....	8419	11362	134,9
- Теплоэлектростанции.....	2363	2671	113
- Гидроэлектростанции.....	339	325	96
- Круонинская ГАС.....	304	375	123,3
- Экспорт электроэнергии.....	1336	4150	296,7
Общее потребление.....	10089	10583	106,7
- Собственные нужды.....	1385	1510	109
- Круонинской ГАС.....	426	519	121,8
- Потери в сетях.....	1281	1416	110,5
- Электрокотлы.....	37	30	81,1
- Чистое потребление.....	6959	7294	104,8
Конечное потребление.....	6197	6390	103,1
- Промышленность и строительство.....	2318	2440	105,6
- Транспорт.....	76	80	105,3
- Бытовые расходы.....	1767	1818	102,9
- Сельское хозяйство.....	188	152	80,9
- Прочие потребители.....	1848	1900	102,8

Стержнем литовской электроэнергетики является Игналинская АЭС, работающая на российском ядерном топливе. В 2001г. АЭС выработала 11,362 млрд. квт. электроэнергии (77% от общего количества электроэнергии страны).

В то же время Евросоюз установил конкретные сроки закрытия Игналинской станции: первый реактор должен быть закрыт в начале 2005г., второй — к 2009г. ЕС мотивировал такое решение ненадежностью советских реакторов РМБК (такие же

были установлены на Чернобыльской АЭС), несмотря на то, что в последнее время в повышение безопасности ИАЭС были вложены Литвой десятки миллионов долларов США.

Правительство Литвы в феврале 2001г. приняло Постановление о выводе первого энергоблока из эксплуатации в начале 2005г. Решение о сроках закрытия второго реактора еще не принято. Совокупные расходы на остановку Игналинской АЭС могут составить 2,5 млрд. долл. Пока же международные доноры и Евросоюз смогли выделить Литве на эти цели только 225 млн. долл. И даже принятое Европейской Комиссией решение с 2004г. ежегодно выделять на закрытие ИАЭС по 63 млн. долл. не снимает всей остроты проблемы. К дате предполагаемой остановки второго реактора Литва получит от Евросоюза менее 400 млн. долл., а это всего лишь 16% необходимой суммы.

Эксперты литовской парламентской комиссии по проблемам региона ИАЭС считают, что полное закрытие Игналинской станции возможно не ранее 2013-2015гг.

Значительную часть электроэнергии (свыше 18% в 2001г.) вырабатывают ТЭС: Литовская, Вильнюсская, Каунасская, Электренайская, Мажейкяйская, Индустриальная, Клайпедская. Названные ТЭС могут использовать в качестве топлива газ, мазут или оримульсию (импортируется в небольших количествах из Венесуэлы). Также в Литве вырабатывается незначительное количество электроэнергии с использованием энергии воды (4,8% в 2001г.). В стране имеется одна гидроэлектростанция (в Каунасе), 50 небольших гидрогенераторов и одна гидроаккумулирующая станция (Круониская).

До декабря 2001г. монопольное положение в области электроэнергетики страны занимала компания АО «Литовская энергия», в сфере деятельности которой были покупка, продажа и подача электро- и теплоэнергии, энергоремонт, обслуживание и др. В конце 2001г. в компании прошла реорганизация: часть своей собственности, прав и обязанностей АО «Литовская энергия» делегировала 4 новым компаниям: «Литовская электростанция», «Мажейкяйская ТЭС», «Восточные распределительные сети» и «Западные распределительные сети». 87% акции АО «Литовская энергия» принадлежит государству. Сроки приватизации компании пока не определены.

В 2001г. Литва экспортировала 4,15 млрд. квт. электроэнергии на сумму свыше 42 млн. долл. по сравнению с 1,336 млрд. квт. на 14 млн. долл. в 2000г. Основными получателями литовской электроэнергии были Калининградская обл. (0,819 млрд. квт.), Белоруссией (2,055 млрд. квт.), Латвией (1,1 млрд. квт.), Эстонией (0,176 млрд. квт.)

В апреле 2001г. Литва присоединилась к договору между Россией, Белоруссией, Латвией и Эстонией о параллельной работе энергосистем, образующих кольцо электрической сети: ОЭС Балтии – ОЭС Белоруссии – ЕЭС России.

Договор обеспечивает сбалансированный режим работы энергосистем участвующих сторон и является гарантией стабильного и бесперебойного снабжения электроэнергией промышленных и иных объектов в этих странах.

О ситуации вокруг Игналинской АЭС. Сейм Литвы под давлением Евросоюза принял в мае 2000г. закон о выводе из эксплуатации 1 блока Игналин-

ской АЭС до 1 янв. 2005г. Законопроект был рассмотрен в срочном порядке по настоянию правительства, которое обосновывало свое решение необходимостью реализации программы интеграции Литвы в Евросоюз и скорейшего привлечения европейских и межд. структур к финансированию работ по закрытию ИАЭС.

В качестве первого шага предусматривалось проведение в Вильнюсе 20-21 июня 2000г. межд. конференции доноров, с участием представителей Еврокомиссии, ЕБРР, межд. фин. организаций, потенциальных стран-доноров Европы и США. На конференции Литва должна представить расчеты по **средствам, необходимым для снятия с эксплуатации 1 блока. Сумма колеблется в пределах 2-5 млрд.долл.** Пока Еврокомиссия выделила на эти цели по 20 млн. евро ежегодно, на 2000-06гг.

Формируемый Еврокомиссией собственный фонд предусматривает возможность привлечения к работам по закрытию ИАЭС подрядчиков как из европейских государств, так и из других стран, с учетом особенностей конструкции АЭС, разработанной в СССР. Предполагается также использовать часть средств фонда для решения соц. проблем. Принятым сеймом законом декларируется в этой связи обязательство государства помочь работникам ИАЭС найти новую работу, сменить профессию или выехать из обслуживаемого станцию г.Висагинаса и поселиться в других районах Литвы. В связи с принятым законом достаточно остро встанет проблема трудоустройства рос. граждан, работающих на станции (460 чел.).

Энергетика-2000

Годовой прирост ВВП в 1995-97гг. вырос с 3% до 6%, годовое количество переработанной нефти – с 3,3 до 5,6 млн. тонн, росла эффективность энергетики, уменьшились расходы на единицу ВВП, сокращались убытки в производстве, подаче и потреблении электроэнергии. При быстрых темпах развития экономики значение конечной энергии в хозяйстве страны постоянно уменьшается. За 1995-97гг. оно уменьшилось на 5%.

Изменения происходят и в управлении энергетическим хозяйством, в реструктуризации и приватизации. В 1997г. Lietuvos energija передало городским самоуправлениям тепловые сети и некоторые термофикационные электростанции. Согласовываются проекты децентрализации энергетического хозяйства. Приватизируются объекты нефтехозяйства. Большое внимание уделяется интеграции электроэнергетики Литвы в энергетические системы Зап. Европы. Намечено до 2002г. протянуть ЛЭП напряжением в 400 кв. Литва-Польша.

На энергетических предприятиях Литвы (в АО), включая тепловые сети и ТЭС, принадлежащие самоуправлениям, в 1997г. работало около 37 тыс.чел. Весь капитал этих обществ составил 6,6 млрд.литов, 70% которого принадлежал трем предприятиям: Игналинская АЭС – 33%, Lietuvos energija – 28%, Mazeikiu nafta – 9%. В 1997г. убыточными были 2 предприятия: Игналинская АЭС и клайпедский Naftos terminalas.

Игналинская АЭС – основной источник электроэнергии в Литве. В последние 5 лет она производила 80-85% электроэнергии. Литва еще в 1992г. обязалась закрыть Игналинскую АЭС. Несмотря на то, что в настоящее время станция соответству-

ет всем межд. нормам безопасности, планировалось с 2000г. остановить первый блок станции и готовиться к последующему закрытию.

Один из показателей, определяющих эффективность энергетики страны, – энергозатраты на одну единицу ВВП. Потребность в конечной энергии (в топливе, тепловой энергии, электричестве) с 1991г. постоянно уменьшалась. Колебания сравнительных затрат первичной энергии, в основном, обусловили экспорт электричества (производство Игналинской АЭС) и количество переработанной нефти.

МЕКСИКА

Электроэнергетика

Электроэнергетика – одна из наиболее развитых отраслей мексиканской промышленности. Она продолжает оставаться в монопольном владении 2 гос. компаний: Фед. комиссии по электроэнергетике (CFE) и Гос. компании по энергоснабжению (LFC). В частном владении находятся лишь небольшие электростанции при пром. предприятиях, обслуживающие исключительно их нужды. Однако их доля в общем количестве электростанций невелика – на них приходится лишь 5% всей электроэнергии. На мексиканском рынке действуют следующие частные предприятия: AES Merida III, Union Fenosa, Electricite de France, Intergen, Mitsubishi, Iberola, Transalta и др., однако, в последние годы возросла необходимость в доп. капвложениях на развитие и модернизацию отрасли, т.к. гос. инвестиции уже не обеспечивают возрастающие потребности электроэнергетики. Несмотря на ежегодно выделяемые компании LFC гос. субсидии, со дня своего основания (1995г.) она продолжает работать в убыток. В 2000г. ей было предоставлено гос. субсидий на сумму 8,9 млрд.песо, однако она завершила год с потерями в 7,2 млрд.песо.

С учетом темпов увеличения потребности в электроэнергии в стране существующих производственных мощностей компаний-монополиста CFE хватит лишь на период до 2004г.

В связи с этим еще в 1998г. правительством было предложено начать процесс приватизации в электроэнергетике. Однако эта инициатива так и не была принята конгрессом страны. Для новой администрации В.Фокса вопрос о реформировании электроэнергетики имеет полит. значение. Поскольку заявленные им темпы роста мексиканской экономики (7% в год) не могут быть обеспечены без удовлетворения растущих потребностей страны в электроэнергии, проблема реформирования отрасли является ключевой в программе развития страны. Разработанным новым правительством проектом реформы электроэнергетики предусматривается ограничить монополию двух гос. компаний и создать несколько компаний со смешанным гос. и частным капиталом. Главной целью реформы ставится создать свободный рынок электроэнергии, на котором в одинаковых условиях могли бы действовать частные и гос. предприятия. Также предполагается, что частные компании смогут беспрепятственно экспортировать электроэнергию, если им не удалось реализовать свою продукцию на нац. рынке. В ведении государства останутся ядерная и геотермальная энергетика, а

также ЛЭП. Государство также будет регулировать вопросы обеспечения безопасности энергообъектов и устанавливать тарифную систему. По планам правительства, после 2007г. свыше 40% всей электроэнергии будет вырабатываться на электростанциях, принадлежащих частному капиталу.

На конец 2000г. производственные мощности оценивались в 37 гвт. Протяженность ЛЭП, включая местного значения, 666 тыс.км. Основную часть составляют ТЭС, на долю ГЭС приходится 15%, атомных – 5,5%. Производство электроэнергии в 2000г. увеличилось на 6,8% по сравнению с пред.г. за счет введения в строй новых объектов и составило 202083 млн.квтч.

В 2000г. в отрасли отмечалось значительное увеличение спроса на электроэнергию – в среднем на 7,9%. В этой связи особенно актуальным становится вопрос об увеличении инвестиций в модернизацию старых и сооружение новых энергообъектов.

Объем бюджетных ассигнований в электроэнергетику, в млрд.песо

	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	1995-2000	Рост %
Всего	17,052	15,483	20,100	20,087	20,078	18,750	111,643	-6,7
CFE	15,179	13,458	17,975	17,523	16,906	15,311	96,174	-9,4
LFC	1,872	2,025	2,304	2,645	3,181	3,438	15,468	8,1

Источник: El Economista, 06-09-00

По данным минэнергетики Мексики, учитывая существующие темпы развития отрасли и необходимость увеличения ее производственных мощностей в соответствии с возрастающими потребностями, в ближайшие 10 лет (до 2010г.) ей необходимы инвестиции в объеме не меньше 100 млрд.долл. (по 10 млрд.долл. в год).

Строительство новых энергообъектов осуществляется через торги, на которых главным условием является возможность финансирования проекта.

Энергообъекты, на которые объявлены торги в 2000г.

Проект	Мощность мвт.	Тип электростанции	Сроки
			завершения
Rosanto IV	450	Комб.цикл.	2003
Chicoasen	900	Гидро э\ст.	2003
Tuxpan III, IV	900	Комб.цикл.	2003
Altamira III, IV	900	Комб.цикл.	2003
Los Azufres II	100	Геотермальная	2002
Valle de Mexico	220	Комб.цикл.	2002

Источник: El Financiero, 12.05.00

На конец 2000г. состоялся пуск в строй электростанций «Самалаюка», «Мерила», «Монтеррей-2» и «Серро Прието-4», мощностью 500, 484, 480 и 100 мвт. соответственно. На 2001г. планируется пуск в строй еще 10 электростанций общей мощностью 3120 мвт., крупнейшими из которых будут «Росарито 3», «Эрмосильо», «Чиуауа», «Рио Браво 2» и др.

Программе реформирования отрасли новое правительство уделяет одно из первостепенных значений. Проект реформы находится в стадии обсуждения офиц. и деловыми кругами страны. Планируется, что пакет документов по реформированию отрасли будет представлен в конгресс в марте 2001г.

Ветроэнергетика

Об использовании возобновляемых источников энергии. Одной из наиболее быстроразвивающихся отраслей мекс. экономики в последние годы является электроэнергетика. Это обусловлено

устойчивым поступательным ростом пром. производства, постепенной индустриализацией отдаленных районов страны, что требует ввода доп. мощностей.

Совокупная мощность действующих в стране электростанций составляет 37,3 гвт. К 2005г. ее планируется довести до 45,5 гвт. К этому времени намечено ввести в эксплуатацию 22 новых энергоблока на 13 строящихся в стране электростанциях.

Приоритетным направлением является строительство современных электростанций на природном газе, гидроресурсах и возобновляемых источниках энергии. **Постепенно снижается доля ТЭС, использующие традиционные ископаемые энергоносители.** Из 19 электростанций, строительство которых началось в Мексике в 1996-99гг. только одна будет работать на диз. топливе (2 энергоблока по 37,5 мвт). В 1999-2000гг. введены в эксплуатацию две геотермальные электростанции, 1 газотурбинная и 4 энергоблока комбинированного цикла. Строятся 3 ГЭС (вместе 1,6 гвт.) и 10 электростанций комбинированного цикла (17 энергоблоков) мощностью 6,2 гвт.

Из возобновляемых источников энергии наиболее активно используются гидроресурсы. В Мексике действуют 77 ГЭС, на долю которых приходится 28% вырабатываемой в стране электроэнергии. В 1997г. начато строительство двух ГЭС в шт. Наярит и Герреро на 636 и 765 мвт. соответственно. Ввод их в эксплуатацию запланирован на 2004г. С 1998г. ведется строительство ГЭС на 240 мвт. в шт. Чиapas, которое должно быть завершено в 2005г. В 1 стадии разработки находится еще ряд перспективных проектов.

Мексика занимает **3 место в мире** (после США и Филиппин) **по пром. использованию геотермальной энергии.** В стране действует 34 энергоблока геотермальных электростанций суммарной мощностью 943 мвт. Из них 8 были введены в эксплуатацию в 1998-99гг.

4 мощные электростанции (13 энергоблоков) общей мощностью 720 мвт. построены в районе геотермальных полей «Сьерро-Прието» в шт. Баха Калифорния в 30 км. к югу от г. Мехикали в непосредственной близости от ам.-мекс. границы. Это самое крупное из разведанных в Мексике геотермальных полей, на котором имеется свыше 130 скважин, производительностью 40 млн.т. пара в год (4712 т. в час). Это поле полностью освоено и строительство там в ближайшей перспективе новых электростанций не планируется.

Вторым по производительности геотермальным полем является район «Лос Асуфрес» в шт. Мичоакан. Здесь расположены 23 пром. скважины общей производительностью 7,2 млн.т. пара в год или в среднем 830 т.час. В данном районе эксплуатируются 14 энергоблоков суммарной мощностью 188 мвт., из них 4 энергоблока по 25 мвт. введены в эксплуатацию в 1999г.

Геотермальная станция, состоящая из 7 энергоблоков по 5 мвт., построена в районе «Лос Умерос» на границе штатов Пуэбла и Веракрус. Фед. комиссия по электроэнергии прорабатывает проект строительства здесь еще одной геотермальной электростанции на 50 мвт.

В стадии разведки и разработки находятся геотермальные поля «Лас Трес Ведженс», шт. Баха Калифорния Сур и «Ла Примавера», шт. Халиско. Работы по бурению пром. скважин в районе «Лас

Трес Ведженс» начаты в 1997г. В 1998г. объявлен конкурс с возможностью участия иностр. компаний и инвесторов на строительство здесь двух геотермальных электростанций мощностью 10 и 15 мвт., которые могут быть введены в эксплуатацию в 2001-02гг. Прорабатывается проект геотермальной станции на 70 мвт. в районе «Ла Примавера».

Помимо разработки крупных геотермальных зон, имеющих пром. потенциал, идет также освоение других районов. В частности, разрабатываются проекты строительства мелких электростанций с энергоблоками до 300 квт. в шт. Чиуауа, Баха Калифорния Сур, Дуранго. Эти маломощные электростанции предполагается использовать для энергообеспечения небольших прилегающих изолированных от остальной части страны обитаемых районов.

В Мексике функционирует **одна из самых крупных и рентабельных в мире ветряных электростанций «Ла Вента» в шт. Оахака.** Введенная в эксплуатацию в 1994г., станция имеет 7 генераторов по 225 квт. Суммарная мощность комплекса — 1,5 мвт. Стоимость вырабатываемой на станции электроэнергии — 4,3 ам. цента за квт.ч., что соизмеримо с ценами на электричество, вырабатываемое крупными ТЭС. Длительная эксплуатация станции подтвердила ее высокую рентабельность. Она построена в уникальном районе «Истмо де Теуантепек», где весь год дуют преимущественно вост. ветры силой до 10 м. в сек. Потенциальная мощность ветровой энергии данного района равна 2 гвт. Разрабатываются проекты строительства здесь ряда мощных ветряных электростанций, которые смогут обеспечивать электроэнергией также и сопредельные территории.

Мексика обладает огромным потенциалом по пром. использованию солнечной энергии. 70% территории страны получают ежедневно 17 мдж. солнечной энергии на кв.м., что сопоставимо с самыми жаркими районами мира (юг США, Африка, Бл. Восток, Австралия). Сев. штаты страны получают ежедневно солнечной энергии в среднем 19 мдж.кв.м.

Учитывая высокую стоимость электроэнергии, производимой на фотоэлектрических и термоэлектрических СЭС (9-11 ам.центов за квт.ч.), их использование в Мексике не получило широкого распространения. Действует ряд местных фотоэлектрических станций суммарной мощностью 12 мвт., которые используются для обеспечения электроэнергией отдаленных объектов, узлов связи и небольших удаленных населенных пунктов. Что касается термоэлектрической энергии, то, учитывая опыт эксплуатации параболических станций в шт. Калифорния (США), не исключено, что активное строительство таких электростанций начнется и в Мексике. Минэнерго и Фед. комиссия по электроэнергии внимательно отслеживают все новейшие разработки в этой области, реализуемые в США, Испании, Италии, Франции и Японии.

В Мексике имеется одна электростанция мощностью 2,2 мвт., работающая на отходах древесины. Некоторые более мелкие станции мощностью до 1 мвт. используют в качестве топлива биомассу (пром., с/х, городские отходы, отходы древесины). Все они обеспечивают электроэнергией свои базовые предприятия, маломощны и не имеют пром. значения. В то же время потенциал для строитель-

ства в стране электростанций такого профиля очень велик. Только на отходах древесины можно построить ряд станций в шт. Чиуауа, Дуранго и Мичоакан суммарной мощностью 230 мвт. Все острее стоит проблема переработки городских отходов. Поэтому правительство ставит вопрос о строительстве в перспективе крупных ТЭС, использующих в качестве топлива энергию биомассы.

Идет строительство в Мексике т.н. гибридных станций, на которых наряду с традиционными ископаемыми источниками одновременно используются солнечная и ветровая энергия. Одна из таких станций на 197 квт. построена в районе «Сан Хуанико» на побережье Тихого океана в шт. Баха Калифорния Сур. Она обеспечивает электроэнергией небольшой изолированный поселок рыбаков, в котором проживают 400 чел. Для производства электроэнергии на станции используются 10 аэрогенераторов суммарной мощностью 100 квт., 60 фотоэлектрических солнечных элементов на 17 квт. и дизель-генератор на 80 квт. В обычном режиме электроэнергия вырабатывается солнечными и ветровыми генераторами, избытки ее поступают на подзарядку аккумуляторной батареи мощностью 380 квт. С целью уменьшения потерь при передаче энергии используется трансформатор 240 вт/13,2 квт., а на выходе понижающий трансформатор на 120 вт. Дизель-генератор включается в автоматическом режиме только в случае, когда суммарная мощность вырабатываемой электроэнергии с использованием, в т.ч. и аккумуляторной батареи, падает ниже допустимого уровня. В год электростанция вырабатывает 190 тыс. квт.ч. электроэнергии. Из них 32 тыс. — солнечными батареями, 101 тыс. — аэрогенераторами и 57 тыс. — дизель-генератором. Таким образом, дизелем вырабатывается не более 30% потребляемой энергии. Основная же ее часть вырабатывается с использованием возобновляемых источников.

НИИ электротехники. Институт (Institute de Investigaciones Electricas, ИИЭ) расположен в живописном районе «Пальмира» в г. Куэрнаваке, столице шт. Морелос. В его штате — более 500 научных работников. Годовой бюджет 34 млн. долл. (1999г.). Является головным НИИ электроэнергетического сектора страны. Институт тесно сотрудничает с минэнергетики, Фед. комиссией по электроэнергии (ФКЭ), гос. и частными предприятиями энергетической отрасли. Поддерживает научно-тех. связи с МАГАТЭ, ОЭСР, ОАГ, ОЛАДЕ, ЕС, АМР США, Агентством межд. сотрудничества Японии, а также с НИИ, гос. и частными компаниями Боливии, Венесуэлы, Гватемалы, Германии, Гондураса, Колумбии, Коста-Рики, Кубы, Панамы, Сальвадора, США, Франции и Чили.

В декрете президента Мексики об образовании института определены его следующие задачи: координация осуществляемых в стране НИОКР в области совершенствования техники и оборудования, применяемых в электроэнергетике; внедрение новейших технологий в промышленность и энергетический сектор страны; осуществление НТС и совместных исследований с другими странами, межд. организациями; разработка программ подготовки специалистов электроэнергетического комплекса страны; оказание тех. помощи ФКЭ, гос. и частным предприятиям и организациям энергосектора страны; разработка стратегии развития отрасли; патентирование изобретений в эле-

ктроэнергетическом секторе, их экспертная оценка и внедрение в производственную сферу.

Институт состоит из 8 отделов, каждый из которых имеет от 1 до 5 функциональных групп (секторов). Он располагает также компьютерным центром и центром документации, которые подключены к нац. сети научно-тех. информации, гос. и коммерческим базам данных.

Отдел альтернативных источников энергии включает группы геотермальной, атомной и нетрадиционных источников энергии, материалов и хим. процессов, а также систем безопасности, контроля качества и защиты окружающей среды. По эксплуатации геотермальных источников энергии (1 гвт.) Мексика не имеет конкурентов в Зап. полушарии и почти на 75% опережает США. Ей принадлежит 6 место в мире по потенциалу принимаемого солнечного излучения — 5 квт.ч. в день на кв.м. на 70% территории страны. В этой связи большое внимание уделяется строительству станций по преобразованию солнечной энергии для электрификации удаленных сельских районов и труднодоступных участков горной местности. В последние годы заметно возросло количество эксплуатируемых в стране ветровых электрогенераторов.

В 1999г. отделом реализованы такие проекты, как использование нетрадиционных источников для энергоснабжения нефтяных платформ в Мексиканском заливе, фотоэлектрические системы для энергообеспечения труднодоступных районов, ТЭО потенциала использования альтернативных источников энергии в стране.

Группа по системам безопасности, контролю качества и защите окружающей среды, используя свой 15-летний опыт, провела исследования в области повышения безопасности эксплуатации нефтеперерабатывающих и нефтедобывающих предприятий компании «Пемекс». В частности, дана оценка надежности функционирования нефтяных платформ, нефтехранилищ и других объектов, произведен анализ воздействия деятельности компании на окружающую среду. Группа по материалам и хим. процессам разработала информ. систему контроля коррозионной устойчивости и надежности газопровода Мексиканский залив-Табаско-Кампече. Осуществляются разработки новых материалов, исследования в области электрохим. способов защиты металлов от коррозии.

Отдел автоматизированных систем контроля и управления включает группы по контрольно-измерительным приборам и системам, автоматизированному управлению и контролю за электросетями, моделированию и проектированию, по системам диагностики и контроля за производственными процессами и информ. системами.

Это — самое многочисленное подразделение института, которое активно сотрудничает с ФКЭ, гос. компаниями «Пемекс» и «Лус и Фуэрса дель Сентро», занимающейся продажей электроэнергии. В 1998-99гг. отдел провел модернизацию оборудования и систем автоматизированного контроля и управления на НПЗ «Пемекс» в г.г. Тула (шт. Идальго) и Гомес-Паласио (шт. Дуранго), совместно с ФКЭ разработал проект интеграционной информ. системы диагностического контроля функционирования основных систем и оборудования ТЭС. После доработки ПО и закупки необходимого компьютерного оборудования данная сис-

тема должна быть внедрена на ТЭС в г. Петакалко (шт. Герреро), а в перспективе, возможно, — еще на 20 ТЭЦ. Специалисты центра участвовали в реализации проекта создания компьютерной информ. базы данных ФКЭ, информ. системы технологической информации и профобразования сотрудников «Пемекс». Группа моделирования и проектирования разработала ряд тренажеров для подготовки операторов геотермальных, тепловых и гидроэлектростанций.

Отдел электрических систем включает группы по электрооборудованию, использованию электроэнергии, а также ее распределению и передаче. Основными направлениями его деятельности являются повышение тех. оснащенности и надежности эксплуатации электросетей, эффективного распределения электроэнергии. В 1998–99 гг. отдел осуществлял ряд тех. проектов по строительству новых и модернизации действующих ЛЭП, в т.ч. по внедрению автоматизированных систем контроля за подачей и распределением электроэнергии. Работы осуществлялись в основном по контрактам с ФКЭ и компанией «Лус и Фуэрс дель Сентро».

Отдел механических систем, включающий группы по термическим процессам, инженерному и энергетическому оборудованию, осуществляет разработку новых систем и агрегатов, модернизацию основного оборудования действующих электростанций (турбин, котлов, парогенераторов, систем охлаждения и т.д.). В 1998–99 гг. по проектам института были модернизированы несколько ТЭС, построенных по иностр. технологиям с участием зарубежных специалистов.

Среди последних проектов межд. сотрудничества можно отметить осуществляемые совместно с Панамским институтом гидрологических ресурсов и электрификации исследования оптимальных мест строительства электроэнергетических объектов, подготовки тех. требований к фотоэлектрическим системам электроснабжения отдаленных и труднодоступных районов Панамы.

С центральноам. странами реализован проект «Изучение коррозии подводных кабелей у о-ва Чира». Продолжены работы по контракту с Советом по электрификации государств ЦА в сфере проектов ТЭС на ископаемых источниках энергии. Институт завершил ТЭО пилотной электростанции большой мощности в одной из стран ЦА, принимает активное участие в реализации программ сотрудничества между минэнергетики Мексики и минприродных ресурсов и защиты окружающей среды Гондураса (способы борьбы с коррозией, рациональное использования электроэнергии, нетрадиционные источники энергии).

Монголия

Энергетика

Внешнеторг. оборот России и Монголии в 1998 г. составил 183 млн.долл., в т.ч. наш экспорт — 145 млн.долл. В его структуре больше половины занимают энергоносители. Это нефтепродукты, включая масла и мазут, и электроэнергия. В дальнейшем возможно расширение номенклатуры за счет поставок газа.

Энергетич. отрасль Монголии базируется на построенных при техсодействии СССР 6 ТЭЦ (от

21,5 до 540 мвт.); ТЭЦ — 2,3,4 в г. Улан-Баторе, ТЭЦ в г.г. Дархане, Эрдэнэте и Чойбалсане, а также нескольких ГЭС малой мощности (от 0,5 до 2 мвт.). Десятки дизельных электростанций мощностью от 10 квт. до 3 мвт. обеспечивают электроэнергией отдаленные р-ны страны и не имеют электрических связей с энергосистемами Монголии. Сейчас на средства донорской помощи Японии и США идет их замена. Все указанные выше ТЭЦ, за исключением ТЭЦ в Чойбалсане, работают в Центр. энергосистеме: через двухцепную ЛЭП-220 кв. Селендум-Дархан с энергосистемой АО «Бурятэнерго». ТЭЦ в Чойбалсане работает автономно, обеспечивая электроэнергией Вост. р-ны страны, но имеет аварийную связь с энергосистемой «Читазэнерго». В дек. 1995 г. осуществлено соединение ЛЭП-220 кв. «Хандагайты-госграница» на территории России с аналогичной ЛЭП «Улан-Гом-госграница» на территории Монголии и начаты поставки электроэнергии из России в Зап. энергосистему Монголии.

Общая установленная мощность шести ТЭЦ Монголии составляет около 830 мвт. и в целом превышает потребности страны. Вместе с тем Монголия вынуждена импортировать электроэнергию из России, что вызвано рядом факторов. Главным из них является особенность суточного графика нагрузки, когда дневные потребности превышают имеющиеся мощности, а также невозможность регулирования и аккумулирования электроэнергии в ночное время. Другим фактором является низкое качество эксплуатации ТЭЦ, что приводит к перебоям в электроснабжении. 5 из 6 ТЭЦ эксплуатируются более 20 лет и требуют реконструкции.

С целью получения возможности регулирования суточного графика нагрузки энергосистемы Монголии и сокращения числа малых дизельных электростанций запланировано строительство первой в Монголии крупной ГЭС мощностью 220 мвт. на реке Эгийн-гол в 300 км. северо-зап. г. Улан-Батора, к 2004–05 гг. Было подписано соглашение с чехами о предоставлении кредита, что в перспективе делало электроэнергию, производимой на этой ГЭС, на 50% дороже той, которую монголы покупают в России. Чехи не внесли необходимые средства и министерство развития инфраструктуры отозвало у них лицензию. Намечено строительство ТЭЦ в г. Даланзадгад, которая будет обеспечивать электроэнергией аймачный центр и Таван-Толгойтский угольный разрез. Относительно Дургунской ГЭС Россия обещала выделить на ее строительство 30 млн. долл., и в 1995 г. было подписано соглашение. В 1999 г. монголы изучали возможность привлечения других средств для строительства этой ГЭС.

В ближайшие 5 лет Монголия не сможет отказаться от импорта электроэнергии из России. За последние 4 года в среднем поставки составляли 370 млн.квт.ч. в год. Если темпы роста производства будут расти, то можно ожидать увеличения ежегодных поставок электроэнергии из России до 400 млн.квт.ч. к 2004 г. Крупнейшими потребителями электроэнергии в Монголии являются рос.-монгольские предприятия «Эрдэнэт» и «Монголросцветмет».

Приватизация энергетической отрасли неизбежно приведет к значит. удорожанию производимой на монгольских электростанциях энергии.

Это создаст условия для увеличения поставок более дешевой электроэнергии из России. Положит. решение вопроса о строительстве ЛЭП из России в КНР через территорию Монголии может существенно изменить ситуацию. Монголия, в счет платы за транзит обеспечит свои потребности в электроэнергии.

Нефть. На 95% Монголия покрывает свои потребности в нефтепродуктах поставками из России.

Ведутся активные работы по разведке и добыче нефти в Вост. р-нах страны. Разрабатываются планы строительства НПЗ на 1 млн.т. нефти в год. Его продукция будет достаточно дорогой, так как для рентабельной работы такого уровня завода необходимо перерабатывать до 5 млн.т. в год. На Дзун-Баянском месторождении за 10 лет эксплуатации было добыто около 500 тыс.т. нефти.

Возможная конкуренция со стороны Китая хотя и существует, но не составляет реальной угрозы из-за более высоких цен и низкого качества поставляемой ими продукции. В 1998 г. в КНР было закуплено только 2,2 тыс.т. автобензина и 1,5 тыс.т. дизельного топлива для обеспечения юж. р-нов страны.

Монголия будет вынуждена закупать нефтепродукты в России, постепенно повышая объемы закупок по мере улучшения положения в экономике страны: 1999 г. — 405 тыс.т., 2000 г. — 415 тыс.т. При условии начала организации собственного производства объемы закупок постепенно будут снижаться.

Поставки нефтепродуктов из РФ (тыс.т.):

	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.
Автобензин	189	187	184	211
Диз. топливо	113	120	128	132
Реактивн. топливо	20	27	24	20
Мазут	33	33	34	31
Всего:	355	369	371	395

НПЗ в Дзун-Баяне предполагалось завершить в сент. 1999 г. Он будет работать на китайском давальческом сырье: завозят нефть, перерабатывают, половину оставляют монголам, а остальное вывозят в Китай.

Перу

В 2000г. согласно данным минэнергетики и горнодобычи произведено 20050 гвтч. электроэнергии. На ГЭС выработано 16318 гвтч. электроэнергии, а на ТЭС — 3731,7 гвтч.

Производство электроэнергии, гвтч.

	1999г.	%	2000г.	%	2000/99, %
ГЭС	14593,3	76	16318,8	81,4	11,82
ТЭС	4628,7	24	3731,7	18,6	-19,4
Всего	19222	100	20050,5	100	4,31

Источник: Минэнергетики и горнодобычи, март 2001г.

Объединенная система Центр-Север произвела 14902 гвтч. (1999г. — 14553 гвтч.), а объединенная система Юг — 3112 гвтч. (1999г. — 2979 гвтч.).

Крупные ГЭС и ТЭС произвели 18276 гвтч. электроэнергии, а мелкие индивидуальные производители — 1774,3 гвтч.

Наиболее крупные производители электроэнергии компании: ElectroPeru — 6868,3 гвтч. (1999г. — 6811,9 гвтч.), Edegel — 3740,8 гвтч. (1999г. — 3092,6 гвтч.), Edenor — 1591,4 гвтч. (1999г. — 1496 гвтч.), Edenen — 1153,4 гвтч. (1999г. — 1097,4 гвтч.), Enersur — 1213 гвтч. (1999г. — 1173,1 гвтч.), Egasa — 1041,5 гвтч. (1999г. — 1295,6 гвтч.).

Установленные энергетические мощности увеличились в 2000г. на 125 мвт. и составили 5497 мвт.. В окт. 2000г. была пущена в эксплуатацию вторая очередь ТЭС Ило-2, мощностью 125 мвт., работающей на угле.

В 2000г. продолжалось строительство ГЭС Yuncan, Huanchor; Macchu Picchu (восстановление).

В нояб. 2000г. новое правительство отменило решение предыдущего правительства о замораживании строительства ГЭС в связи с предстоящим освоением газового месторождения «Камисея». В течение ближайших 5 лет будет начато строительство новых ГЭС: El Platanal — 200 мвт., Cheves 525 мвт., Quitaracsá 112 мвт.

Общие капвложения составят 900 млн.долл. В стране используется 3% ее гидропотенциала.

В сент. 2000г. было завершено строительство ЛЭП Мантаро-Сокабайя мощностью 300 мвт., протяженностью 605 км., которая объединила энергетические системы страны в единую нац. энергосистему.

ЛЭП была построена канадской компанией Hydro Quebec, которая получила объект в концессию на 32г. Стоимость строительства составила 179 млн.долл.

В дек. 2000г. министры энергетики Перу и Эквадора согласовали проект соединения энергосистем двух стран.

Доля энергетики в общем объеме ВВП в 2000г. составила 4,6% (1999г. — 2,8%). На конец 2000г. было электрифицировано 75% населенных пунктов страны (в 1999г. — 72,7%). На конец 2005г. планируется электрифицировать 85% н.п., а на конец 2010г. — 90%.

В 1999г. согласно данным министерства энергетики и горнодобычи произведено 19209 гвтч. электроэнергии. По сравнению с 1998г. рост составил 3,4%. На ГЭС выработано 14584,1 гвтч. (75,9%) электроэнергии (+5,6%), на ТЭС 4625,1 гвтч. или 24% (-3%).

Объединенная система Центр-Север произвела 14103 гвтч., а объединенная система Юг — 2979 гвтч. Крупные ГЭС и ТЭС произвели 17407 гвтч. электроэнергии, а мелкие индивидуальные производители — 1801 гвтч.

Наиболее крупные производители электроэнергии компании: ElectroPeru — 6811 гвтч., Edegel — 3092 гвтч., Edenor — 1496 гвтч., Egasa — 1378 гвтч.

Установленные энергетические мощности увеличились на 180 мвт. и составили 5372 мвт., причем на долю ГЭС приходится 48,8%, а на долю тепловых станций — 51,2%. Практически все тепловые станции потребляют топливо «дизель-2».

В 1999г. была пущена в эксплуатацию ГЭС San Gaban-II на 110 мвт., стоимость проекта 206 млн.долл. и ТЭС Mollendo на 70 мвт.

Продолжалось строительство ГЭС Yanango мощностью 42 мвт., стоимость проекта 52 млн.долл., окончание строительства — I кв. 2000г.; ГЭС Canon de Pato 90 мвт., 76 млн.долл., I кв. 2000г.; ГЭС Chimay 142 мвт., 148 млн.долл., IV кв. 2000г. ГЭС Yucan 130 мвт., 181 млн.долл., дек. 2002г., а также ТЭС в г.Ило на угле, на 250 мвт., стоимость проекта 268 млн.долл., окончание строительства IV кв. 2000г.

Инвестиции в энергетику в 1999г. составили 600-650 млн.долл. Доля энергетики в общем объеме ВВП — 3%. На конец года 73% населения имели возможность пользоваться электричеством. Еже-

годно требуется увеличивать установленные мощности на 250-300 мвт. Число потребителей 3 млн., эта цифра ежегодно увеличивается на 6-7%. По потреблению электроэнергии на душу населения Перу занимает одно из последних мест среди стран Лат. Америки, наравне с Эквадором. За 1994-2000гг. приватизировано 50% производства электроэнергии и 80% электрораспределительных сетей.

ПОРТУГАЛИЯ

ТЭК

В 1998г. энергетический баланс Португалии выглядел следующим образом: производство электроэнергии 33,5 гвт.ч., из них — 34,5% приходится на долю ГЭС, 35% — ТЭС на угле, 21,5% — ТЭС на мазуте, 9,05% — ТЭС на природном газе. Нац. гидроэнергоресурсы используются на 65%, и их дальнейшее освоение затруднено из-за возможного негативного влияния на экологию внутренних районов. Португалия не имеет собственных запасов углеводородного сырья и полностью покрывает свои потребности в нем за счет поставок из стран Сев. Африки, Бл. Востока, Карибского бассейна, Нигерии, Анголы. До 90% потребляемого угля импортируется из Колумбии.

Доля возобновляемых источников энергии (ветряная, солнечная, приливная) в общем энергобалансе страны незначительна — менее 1%. Только 3% индивидуальных потребителей использует современные системы солнечных батарей.

Долгосрочной программой развития предусматривается довести производство электроэнергии в стране к 2005г. до 42,8 гвт.ч. и поднять долю экологически чистых электростанций, работающих на природном газе, до 26,5%. В целях создания надежной и современной системы обеспечения страны природным газом с начала 90-х гг. в Португалии (в кооперации с Испанией) осуществляется программа строительства магистральных и региональных газопроводов. В 1994-97 гг. гос. компанией «Трансгаз» введено в строй 500 км. газопроводов, что позволило соединить португальскую сеть с испанской и гарантировать поставки сырья из Алжира. Ведется строительство региональных сетей в центр. районе и крупного газохранилища около г. Лейрия (совместно с испанской компанией «Энагаз»). Эти работы предусматривается завершить в 2001г.

До 80% потребляемого Португалией газа поступает из Алжира (по магистральному средиземноморскому газопроводу и через газовый терминал испанского порта Уэльва), что делает португальскую энергетику заложницей внутриполит. процессов в Магрибе. Не устраивает португальцев и то, что Испания полностью контролирует их импорт газа. Лиссабон намерен диверсифицировать закупки газа за счет Нигерии, Норвегии и построить собственный морской терминал по приему жидкого газа в г. Сетубал. В перспективе португальцы планируют отработать такую схему снабжения страны газом, при которой на долю стран Северной Африки приходилось бы не более 30% объемов нац. потребления, на закупки на европейском рынке — до 40%, а оставшиеся 20% покрывались бы за счет импорта из Нигерии и Лат. Америки. В Лиссабоне не исключают, что после заверше-

ния строительства магистральных газопроводов между Германией, Францией и Испанией появится возможность для закупки Португалией **рос. газа**.

Энергетический рынок Португалии остается достаточно закрытым и практически полностью контролируется тремя крупными компаниями — ЕДП (производство и распределение электроэнергии), «Газ де Португал» (импорт природного газа, контроль магистральных газопроводов), «Петрогал» (добыча и переработка углеводородного сырья, розничная продажа топлива, в т.ч. и газа). Единственным сегментом энергетического рынка страны, открытым для конкуренции, является розничная продажа топлива, где наряду с «Петрогалом» действуют мелкие нац. компании, а также крупные межд. концерны — БП, «Ажип», «Шелл», «Эльф», «Сепса», «Репсол», «Эссо». Доля «Петрогал» на рынке составляет более 50% (1570 заправок станций). Гос. компания полностью контролирует производство всех видов топлива и масел на двух НПЗ (Синеш и Матозиньюш).

Мощности НПЗ в Синеше и Матозиньюше позволяют перерабатывать 320 тыс.бarr. нефти в день и обеспечивают до 80% потребностей страны в бензине, дизтопливе, керосине, авиационном топливе и тех. маслах. Основными поставщиками нефти на португальский рынок остаются Ангола, Нигерия, Венесуэла и страны Персидского залива. Португалия активно участвует в ооновской программе «нефть в обмен на продовольствие» для Ирака.

«Петрогал» действует в Анголе, где контролирует компании «Сонагалп» (добыча нефти, розничная продажа топлива), «Агран» (производство полимерного сырья) и НПЗ Луанды. Португальцы стремятся укрепить свое положение в нефтедобывающем секторе ангольской экономики и активно участвуют (на правах младшего партнера крупных ам. и европейских концернов) в геологоразведочных работах на ангольском шельфе. В 1997г. «Петрогал» получил 9% концессии на разработку нефтяных месторождений на глубоководном блоке 14 (основной оператор — «Эльф»), в 1999г. 10% концессии на блоке 15. Регулярные поставки ангольской нефти, в т.ч. и в счет погашения задолженности бывшей колонии перед метрополией, способны на 90% гарантировать потребности Португалии в этом виде сырья. Однако на деле ангольская нефть составляет не более 30% от португальского нефтяного импорта, что объясняется прекращением с мая 1998г. поставок ангольской нефти в погашение португальских коммерческих кредитов и задержками в освоении ангольских месторождений. С 1996г. прорабатывается проект соглашения о сотрудничестве между «Петрогал» и ангольской компанией «Сонангол», предусматривающего участие ангольцев в акционерном капитале португальской компании.

Основными проблемами португальской нефтяной отрасли являются: устаревшие технологии переработки и необходимость значительных (до 1 млрд.долл.) капиталовложений в обновление производства, которое до 2003г. должно быть полностью переориентировано на производство неэтилированного бензина с низким содержанием серы и соответствовать нормам ЕС, принятым в 1998г.; несовершенство существующей акционерной структуры компании «Петрогал», при которой государство, владеющее 45% акций, вынуждено не-

сти основную долю фин. ответственности и расходов. 35% акций компании принадлежат крупным нац. частным ФПГ, объединенным в холдинг «Петроконтрол», который способен блокировать инициативы правительства.

Планы португальского правительства и руководства компании по привлечению иностр. стратегич. инвестора, которому государство было готово передать до 35% акций, провалились после того, как в 1998г. «Сауди Арамко» отклонила предложенные ей условия, сославшись на необоснованную переоценку компании и высокую стоимость выделенного ей 27,5- процентного пакета акций.

Это заставило португальское правительство разработать новую схему реструктуризации и приватизации всего энергетического сектора, которая предусматривает слияние компаний нефтяного и газового сектора и создание на их основе крупного холдинга «Петрогал-Газ де Португал». Государство намерено сохранить в новом холдинге только 15% участие и «золотую акцию» (обеспечивающую право вето при принятии стратегических решений). Приток новых капиталов будет обеспечен за счет продажи на инвест. конкурсе гос. пакета в компаниях «Петрогал» и «Газ де Португал». В качестве стратегических инвесторов, каждый из которых получит до 15% капитала нового холдинга, рассматриваются нац. компания ЕДП, франц. «Тоталь», испанские «Репсол» и «Энагаз». Нац. частный капитал будет иметь до 30% акций нового холдинга. Разрешен допуск частного капитала к управлению компаниями, обеспечивающими розничную продажу электроэнергии и газа потребителям. Продолжится агрессивное проникновение на энергетические рынки португалоязычных стран (Ангола — добыча и переработка нефти, Бразилия — участие в приватизации компании «Петробраз», Мозамбик — управление ГЭС Кабора-Басса).

Потребление электроэнергии в Португалии будет возрастать в период до 2005г. на 10% в год, прежде всего за счет развития производства в районе Большого Лиссабона и долины р. Тежу и создания распределительных сетей по всей стране.

Нац. статистика Португалии за 1998г. характеризует следующим образом энергетический баланс страны (в КТЭП — условных межд. топливно-энергетических единицах, эквивалентных использованию тыс.т. нефти): импорт энергоресурсов — 22290; потребление — 20077; производство — 1834; экспорт — 4047.

Португалия ежегодно для энергообеспечения экономики импортирует 2-3 млн.т. угля, 8-10 млн.т. нефти и до 1 млрд.куб.м. природного газа.

Термоэнергетика, производящая 43,4% всего объема электроэнергии (данные 1998г. — 11513 гвт/час) базируется практически полностью на импортных энергоносителях. Завершается строительство ТЭС в г.Тапада мощностью 990 мвт (пуск в эксплуатацию был запланирован в I кв. 2000г.). Это будет первая в Португалии ТЭС, работающая на природном газе (сжиженный газ из Алжира и Марокко поступает на терминал в порту Сетубал, и далее — на магистральный газопровод Сетубал-Брага-Порту). В будущем планируется строительство подводного газопровода, связывающего г.Танжер (Марокко) с г.Тарифа (Испания), откуда газ будет поступать в Португалию.

В правительстве решается вопрос о создании суперхолдинга, объединяющего компании «Пет-

рогал» (нефтепереработка и сбыт нефтепродукции), «Газ-де-Португал» (строительство газопроводов и сбыт природного газа) и «Электосидаде-де-Португал» (производство и сбыт электроэнергии). На следующем этапе планируется перевод всех ТЭС на природный газ, месторождение которого было недавно открыто на территории Португалии.

Гидроэнергетика, производящая 51,5% всего объема электроэнергии (данные 1998г. — 12256 гвт/час), активно развивается в рамках совместной с Испанией программы освоения гидроэнергоресурсов Иберийского п-ва. Разрабатываются проекты строительства ГЭС Алкева на р.Гуадиана (вост. граница с Испанией) и ГЭС в верховьях реки Доуру (север-восток страны недалеко от границы с Испанией). Уже согласовано участие в строительстве ГЭС «Алкева» фондов ЕС.

Возобновляемые виды энергии являются относительно новым для Португалии источником электроэнергии, получившим свое развитие в ходе реализации согласованной с ЕС и частично финансируемой из фондов ЕС программы «Энергия», рассчитанной на 1994-99гг. Основная цель этой программы — уменьшить зависимость энергетики от импорта энергоносителей с 96,7% (данные 1998г.) до 90%. В плане освоения возобновляемых источников энергии (строительство ветровых, термальных, солнечных, приливно-отливных электростанций, а также ТЭС, использующих в качестве источника энергии бытовые отходы) уже реализованы первые проекты строительства ветровых электростанций (ВЭС) в окрестностях г.г.Лиссабона, Синеш, Ламегу, на о-ве Мадейра. Этими ВЭС в 1997г. было выработано 21 гвт/час электроэнергии. В 1999г. планируется довести установленную мощность ВЭС до 100 мвт.

Геотермальные электростанции (гео-ТЭС) имеют перспективы на Азорских островах: на о-ве Сан-Мигел функционирует гео-ТЭС мощностью 5,7 мвт, здесь же изучается возможность строительства еще одной гео-ТЭС. Разрабатывается проект строительства гео-ТЭС на о-ве Тершейра мощностью 20 мвт. На очереди — проекты гео-ТЭС на о-вах Пику и Файал.

СЭС на территории страны нет, но производятся и широко распространены установки по нагреву бытовой воды, позволяющие экономить до 40% потребляемой для этих целей электроэнергии. По данным Евростата, в стране установлено 200 тыс.кв.м. солнечных установок (в Греции функционируют 2500 тыс.кв.м. установок).

В 1999г. отмечены первые попытки освоения приливно-отливной энергии: португальская компания Somague-Energia совместно с голландской компанией Teamwork Technology разрабатывает проект строительства такой станции в окрестностях г.Виана-ду-Каштелу производительностью до 9 гвт/час электроэнергии в год. Модель этой станции экспонировалась на Всемирной выставке «ЭКСПО-98» в г. Лиссабоне.

Вопрос утилизации пром. и бытовых отходов особенно актуален для Португалии, стремящейся сохранить имидж одной из самых экологически благополучных стран Европы с целью привлечения интуристов. В стране насчитывается 300 городских свалок. Разработанный в рамках программы «Энергия» проект предусматривает строительство к 2000г. около 40 систем утилизации отходов,

что позволит в качестве побочного продукта производить ежегодно 300 мвт/час электроэнергии.

Энергетический баланс Португалии

	ед.изм.	2000г.	1999г.	измен. в %
Произведено на ГЭС	гвтч	10846	6903	57
-Станции Португальской конфедерации				
производителей электроэнергии	гвтч	10228	6456	58
-Станции независимой энергосистемы	гвтч	618	447	38
Произведено на ТЭС	гвтч	24264	27953	-13
-Станции Португальской конфедерации				
производителей электроэнергии:	гвтч	13771	17002	-19
Тапада де оутейру	гвтч	11	85	-87
Каррегаду	гвтч	1257	2714	-54
Баррейру	гвтч	179	246	-27
Сетубал	гвтч	3194	4636	-31
Синеш	гвтч	9091	9319	-2
Газовые турбины	гвтч	38	2	
-Тежу Энержиа (Пегу)	гвтч	4599	4822	-5
-Турбогаж	гвтч	5894	6129	-4
Произведено электроэнергии всего	гвтч	35110	34856	0,7
Внешнеторговое сальдо	гвтч	931	857	
-Импорт	гвтч	1769	626	183
-Экспорт	гвтч	838	1483	-44
-Энергия циркуляции	гвтч	2928	3002	-2
Получение электроэнергии в особом режиме: гвтч	гвтч	2468	2291	8
-ГЭС	гвтч	603	481	25
-ТЭС	гвтч	1713	1701	1
-Ветряные электростанции	гвтч	153	108	41
Потребление электроэнергии на ГЭС	гвтч	558	491	14
Потреблено электроэнергии всего	гвтч	37952	35799	6,0
Имеющиеся мощности	мвт	9029	9075	-0,5
-ГЭС		4174	4174	0,0
-ТЭС		4855	4901	-1,0
Потребление энергоносителей				
-импортируемый уголь	тыс.т.	5171	5273	-2
-мазут	тыс.т.	1019	1516	-33
-дизельное топливо	ккал.	14,34	1,61	793
-природный газ	млн.куб.м.	1130	1422	-21
Запасы энергоносителей				
-импортируемый уголь	тыс.т.	1141	906	26
-мазут	тыс.т.	296	388	-24

Источник: Отчет АО "Национальная энергетическая сеть" (REN) за 2000г.

Энергетика

В соответствии с Директивой Евросоюза 96/92/ЕС от 19 дек. 1996г., которая устанавливает всеобщие правила регулирования внутр. рынков электроэнергии в Португ. законодательство были внесены необходимые изменения в плане либерализации Нац. энергосистемы. В 2000г. нормативная база была дополнена 7 инструкциями, исполнение которых вменено в обязанность соответствующих управленческих структур:

1. Орган регулирования сектора электроэнергетики (смешанная гос-коммерческая структура): по тарифам; коммерческим отношениям; отчетности; доступу к сетям и соединительным узлам.

2. Гл. управление энергетики министерства экономики П. : по сетям и транспортировке электроэнергии; сетям и распределению электроэнергии; качеству обслуживания.

Нац. энергосистема подразделяется на 2 крупных блока: гос. система энергообеспечения и независимая энергосистема.

1 блок включает в себя нац. сеть транспортировки электроэнергии, которая эксплуатируется в концессионном режиме АО «Нац. электрическая сеть» (REN), систему производителей электроэнергии и сети распределения, которые работают

на основе лицензий. Производители электроэнергии связаны с концессионером нац. сети транспортировки исключительно на коммерческой основе посредством долгосрочных контрактов. Сеть распределения обязана обеспечивать потребителей электроэнергией в соответствии с тарифами и установленными правилами.

Независимая энергосистема имеет в своем составе производителей электроэнергии, (возобновляемые источники энергии и генераторные группы), которые работают в особом режиме и передают электроэнергию в гос. систему энергообеспечения на основе отд. нормативной базы. Независимая энергосистема объединяет обособленных производителей электроэнергии, обособленную систему распределения и обособленных потребителей. При этом используются сети гос. системы энергообеспечения на основе установленных тарифов.

Основным оператором гос. системы энергообеспечения является группа «Электричество П.» (EDP).

В 1994г. в плане монополизации EDP создано АО «Нац. электрическая сеть» (REN). Это решение было принято в опережение Директивы 96/92/ЕС, которая закрепила юридически в целом по Евросоюзу необходимость разделения предприятий, ответственных за управление сетями транспортировки электроэнергии и предприятий, производящих или распределяющих электроэнергию.

Директива была издана в целях недопущения потенциальных конфликтов, связанных с разделением управленческих функций в рамках 1 предприятия, крайне нежелательных в условиях открытости и прозрачности рынка.

Первоначально REN входила в состав группы EDP, принадлежащей в большей степени государству. В связи с тем, что в 2000г. продолжился процесс приватизации EDP, дальнейшее пребывание REN в рамках предпринимат. группы, которая по существу является лишь крупнейшим представителем на рынке, сделалось неприемлемым. В этой связи в соответствии с дальнейшей реструктуризацией нац. энергосистемы на основании Указа правительства №198/2000 от 24 авг. 2000г., REN заняло независимую в плане управления позицию по отношению к др. операторам.

Таким образом, (REN), являясь концессионером по тех. управлению гос. системой энергообеспечения, отвечает за эксплуатацию нац. сети транспортировки электроэнергии и строительство соответствующей инфраструктуры.

В соответствии с этим REN вменено в обязанности: разрабатывать прогнозы потребления электроэнергии и определять потребности в новых средствах производства или усиления имеющихся; планировать размещение новых производителей электроэнергии в рамках гос. системы энергообеспечения; обеспечивать куплю-продажу электроэнергии; транспортировать электроэнергию, планировать развитие нац. сети транспортировки электроэнергии, осуществлять строительство сетей, их эксплуатацию и тех. обслуживание; поставлять электроэнергию распределителям и потребителям, связанным физ. нац. сетью транспортировки электроэнергии; осуществлять общее тех. управление гос. системой энергообеспечения; сооружать соединит. линии и осуществлять через них экспорт и

импорт электроэнергии; использовать систему сбора и обработки данных по уточнению счетов взаиморасчетов между взаимодействующими структурами.

Высоковольтная нац. сеть транспортировки электроэнергии включает 44 подстанции, 4 станции прерывания и трансформационный блок мощностью 16863 мвт. Общая протяженность ЛЭП составляет 6014 км., из которых 1235 км. — на 400 кв., 2418 км. — на 220 кв и 2361 км. — на 150 и 130 кв.

В 2000г. П. произвела 35110 гвтч. электроэнергии. По сравнению с 34856 гвтч. в 1999г. прирост составил 0,7%. При этом потребление электроэнергии возросло на 6% и составило 37952 гвтч. против 35799 гвтч. в 1999г. При сохранении обще-европейской тенденции к росту потребления электроэнергии со среднегодовым показателем 2,7% (1990-99гг.), П. увеличивает использование электроэнергии ежегодно в среднем на 5,0%. Однако, уровень потребления на душу населения продолжает оставаться более низким, чем в др. странах ЕС.

Несмотря на то, что наметилась тенденция к увеличению производства электроэнергии на ГЭС (в 2000г. произведено на 57,0% больше, чем в 1999г.), основные объемы (1999г. — 80,2%, 2000г. — 69,1%) вырабатываются ТЭС, работа которых практически полностью базируется на импортируемых энергоносителях.

Разведанные запасы прир. газа на территории П. позволяют активнее переходить к использованию газотурбинного оборудования, на основе которого в настоящее время вырабатывается 16,8% электроэнергии.

СИРИЯ

Энергетика-2000

Арабский Фонд Эконом. и Социального Развития (АФЭСР) выделил заем в 26 млн. долл. для финансирования строительства высоковольтной линии связи между энергосистемами Ливана и С. Заем рассчитан на 28 лет, включая 6-летний льготный период. Процентная ставка — 4,5% в год.

ТЭО проекта, общая стоимость которого оценивается в 35 млн. долл., выполнила французская компания «Электрисите де Франсе» в сент. 1999г. С. заявила о готовности начать работы по своей части проекта. Ливанская сторона ожидает решения парламента.

С. и Ливан получают ряд преимуществ от реализации проекта. Ливан будет иметь доступ к новому, более дешевому источнику электроэнергии и обеспечит резервное энергоснабжение в случае повреждений на собственных электростанциях. Для С. это дает возможность реализовать избыток электроэнергии после удовлетворения внутр. потребностей. Кроме того, это позволит выровнять график энергонагрузок, учитывая, что в Ливане выходные дни приходятся на субботу и воскресенье, а в С. на пятницу. Линия связи напряжением в 400 кв. будет иметь пропускную способность в 300 мвт.

Межд. компании приглашены для участия в тендере на строительство 6 подстанций напряжением 230/66 кв., который состоялся 20 нояб. 2001г. Финансирование проекта в 62 млн. долл. будет

осуществляться с помощью займа из ЕИБ. Заказчиком является Гос. организация по производству, передаче и распределению электроэнергии.

В конце 2000г. был также объявлен тендер на строительство двух подстанций закрытого типа с газонаполненными распределительными устройствами напряжением 230/66/20 кв.

Компания «АВВ Пауэр Интернэшнл» получила контракт стоимостью 5 млн. долл. на поставку телеком. оборудования для ЛЭП, связывающих сирийскую часть объединенной энергосистемы с Иорданией и Турцией.

В нояб. 2000г. состоялся пуск в эксплуатацию ТЭС «Аль-Зара». Суммарная мощность ТЭС, включающей 3 парогенераторных установки составляет 600 мвт. Финансирование данного объекта стоимостью 400 млн. долл. осуществляло японское правительство, а в строительстве станции принимали участие специалисты японской компании «Мицубиси». Строительство ТЭС выполнено за 3г.

Согласно последним статданным, 98% населения С. обеспечены электроэнергией. В 1999г. ее выработка составила 22,5 млрд. квтч. С введением в строй в ближайшее время ряда новых энергетических объектов установленные мощности составят 7 тыс. мвт., что обеспечит потребности страны в электроэнергии до 2005г.

В 1999г. начата реализация проекта модернизации ТЭС «Баниас», мощностью 680 мвт. (4x170). На станции установлены 2 итальянских и 2 японских блока. Заказ на разработку тех. документации для выполнения работ по модернизации итальянских блоков получила компания «Энел» (Италия). Модернизация предусматривает проведение капремонта этих блоков за счет итальянского кредита в 23 млн. долл. Японские блоки будет модернизировать компания «Мицубиси Хэви Индастриз» за счет японского кредита в 10 млн. долл.

Планируется модернизация ТЭС «Мехарде» мощностью 640 мвт. Немецкая компания «Лахмейер Интернэшнл» оказывает сирийцам консультационные услуги по выполнению предпроектных работ для модернизации станции.

Энергетика-1999

Выработка электроэнергии в 1998г. составила более 20 млрд. квтч. Установленные мощности составляют 6 тыс. мвт. Надежно работал **Евфратский гидроэнергетический комплекс** в составе Евфратской ГЭС и ГЭС «Баас», обеспечив около **20% всей выработанной электроэнергии страны**. На уровне проектной мощности работало оборудование, поставленное рос. организациями для ТЭС «Тишрин». Строится ряд современных газотурбинных электростанций: они будут давать до 37% всей установленной мощности страны.

Бельгийская компания «Тракебел» и сирийская частная компания «Саракби» планируют осуществить строительство электростанции на 600 мвт к северу от Дамаска. Предполагается, что банковские гарантии будут предоставлены франц. и бельгийскими банками. Создано СП «Саракби Групп Тракебел». В конце 1997 г. правительство С. издало указ, разрешающий **100% участия частного капитала** в строительстве этой электростанции. Механизм реализации проекта подпадает под действие соглашения о защите инвестиций, недавно заключенного между С. и Бельгией.

Немецкая компания «Лахмайер» приступила к подготовке тендерных документов на реконструкцию 4 блоков по 150 мвт. каждый на ТЭС «Мехарде». Первые два блока были построены франц. фирмой «Спи Батиньоле», а два других — фирмой «АББ-Асеа Браун Бовери». Компания «Лахмайер» также участвует в торгах на разработку тендерных документов для реконструкции и модернизации ТЭС «Баниас» мощностью 680 мвт. Ее конкурентом в этом проекте является итал. компания «Энел».

Немецкая фирма «Сименс» выиграла тендер на строительство двух подстанций напряжением 400/230 кв. на ЛЭП, связывающей С. с Иорданией. Контракт оценивается в 26,5 млн.долл. и финансируется из АФЭСР.

Объявлен тендер на строительство диспетчерского пункта управления энергосистемой в г. Дамаске, который оценивается в 50 млн.долл. и частично (34 млн.долл.) финансируется из АФЭСР.

В середине мая 1998г. состоялся второй раунд переговоров в рамках тендера на установку оборудования приемной газовой системы на ТЭС «Аль-Зара». Система предназначена для понижения давления и контроля параметров газа, поступающего в котельные агрегаты трех блоков по 200 мвт. каждый. Контракт стоимостью 7 млн.долл. на установку оборудования этой системы выиграла англ. компания «Процесс Текнолоджи».

Госкомпания по производству и распределению электроэнергии получила предложения от шести европейских компаний, участвующих в тендере на строительство двух подстанций напряжением 230/66 кв. в р-не г. Дамаска. По условиям тендера, указанные подстанции должны иметь самое современное оборудование, включая газонаполненные распределительные устройства. В итоге заказ передан итал. компании «Ансальдо Трансмиссионе и Дистрибузионе».

Иностр. консалтинговые компании «Хайдер Консалтинг» (Англия), «Карло Лотти» (Италия) и «Лахмайер» (Германия) получили заказ на проведение рецензирования проектов строительства серии плотин, выполненных фирмой из Узбекистана. Плотины предназначены для накопления дождевой воды в горном р-не Аль-Син, вблизи г.г. Латакия и Тартус. Сирийская компания «Милицаус» уже приступила к возведению первой плотины.

Единая энергетическая система региона. Правительство САР инвестировало значит. суммы в строительство новых электростанций. Предусматривается расширение сети высоковольтных ЛЭП (400 квт.) с подключением к аналогичным энергосистемам соседних стран. Конечная цель данного проекта заключается в образовании ЕЭС региона на базе аналогичной структуры С.

В 1998г. в стране функционировали 12 электростанций. 11 из них являются тепловыми, газотурбинными и гидроэлектростанциями и подключены к 230-киловольтной сети. Запущена в эксплуатацию новая электростанция комбинированного цикла (паровые турбины сопряжены на ней с газовыми) «Джандар», мощностью 600 мвт. Дополнительно были установлены 8 газовых турбин, мощностью 100 мвт. каждая, на ТЭС «Тишрин», «Насрейе», «Зейзун». На р.Евфрат работают две ГЭС — «Саура» и «Баас» мощностью по 800 мвт. При этом ГЭС «Саура» используется в основном при пиковой нагрузке. Есть небольшое количество маломощных

электростанций, подключенных к ЛЭП 66 квт. Все крупные станции соединены через 37 подстанций с 230-киловольтной энергосетью. Создана новая ЛЭП 400 квт., соединившая Алеппо (север страны), Дамаск и юг САР — через электроподстанции в г.Хама, п.Джандар и п.Адра-П. Через 230-киловольтные ЛЭП налажена поставка электроэнергии в Ливан и Иорданию. Вместе с тем между энергосистемами С. и соседних стран нет синхронизации.

Новый проект предусматривает включение к 2001г. всех электростанций, передающих подстанций и ЛЭП в единую сеть. С подключения в 1998г. Иордании к сирийской энергосети началось создание единой региональной энергетической системы. Управление этой структурой производится из Нац. центра контроля в г.Дамаске, с новейшими высокоскоростными системами управления и связи. Одновременно с ним создан Нац. центр управления ЕЭС в чрезвычайных ситуациях (г.Дамаск).

США

Ветроэнергетика

Альтернативные источники энергии. Стимулом для активизации работ по практическому использованию возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в США послужили энергетические кризисы 1973-74 и 1978-79гг. В 1978г. были приняты 5 законодат. актов под общим названием Закон о нац. энергетике. Цель принятия этого закона была двойной: стимулирование энергосбережения, с одной стороны, и развитие альтернативных источников энергии — с другой.

Важной составной частью этого законодательства являлся Закон о политике регулирования коммунальных предприятий 1978г. Закон обязал собственников ам. энергосетей закупать электроэнергию у мелких компаний, вырабатывающих ее на основе ВИЭ. Тем самым были заложены основы для конкуренции между электростанциями, применяющими конвенционные и альтернативные источники энергии. Закупки электроэнергии у электростанций, применяющих ВИЭ, осуществлялись на базе долгосрочных контрактов (сроком от 15 до 30 лет) на льготных условиях и по ценам, зачастую превышающим рыночные.

Другой составной частью нового законодательства являлось оказание фин. поддержки частным предприятиям, вкладывающим средства в строительство электростанций, применяющих энергию ветра, солнца и других ВИЭ. Так, Закон о налогообложении энергетических предприятий предусматривал льготы для индивидуальных хозяйств, использующих солнечную и ветровую энергию, в форме налогового кредита по подоходному налогу в размере 30% на первые 2000 долл. и 20% — на следующие 8000 долл. затрат на оборудование, предназначенное для использования ВИЭ. Частные предприятия получили 10% налоговый кредит по налогу на прибыль на инвестиции в солнечные, ветровые, геотермальные и приливные технологии.

Законом о налогообложении сверхприбылей нефтяных компаний 1980г. ставка итогового кредита на первые 10 тыс. долл. затрат была увеличена для индивидуальных хозяйств до 40% и для частных компаний — до 15%. С учетом ряда других

льгот инвесторы могли в этот период в совокупности налоговые кредиты в размере до 25% стоимости применяемых технологий. Законом о налогах на восстановление экономики 1981г. было введено правило об ускоренной амортизации (5 лет для оборудования, применяющего ВИЭ), а также 25% налоговый кредит по подоходному налогу на прирост расходов на НИОКР. В этот период активно применялись также фед. субсидии на подготовку ТЭО и строительство пилотных предприятий, прямое гос. финансирование проектов.

Стимулирующее законодательство было разработано и в ряде штатов США в основном в связи с ужесточением требований по охране окружающей среды. Широко использовались, в частности, налоговые кредиты и списания в связи с приобретением оборудования и технологий для использования ВИЭ. В 1980-83гг. власти шт. Калифорния предоставляли 25% налоговый кредит в связи с инвестициями в ветроэнергетические установки (ВЭУ). Власти этого штата одобрили условия долгосрочных контрактов на покупку электроэнергии у электростанций, применяющих энергию ветра, солнца и других ВИЭ, гарантировавших им сбыт сроком на 10 лет. В ряде случаев законодательство отдельных штатов прямо предписывало, какой процент электроэнергии должен вырабатываться с применением ВИЭ. В целом, с учетом льгот на уровне штатов, в начале 1980гг. совокупные налоговые кредиты для электростанций, применявших ВЭИ, составляли до 50-55% от суммы инвестиций.

Некоторые из перечисленных выше льгот были отменены в 1982-86гг. в связи с изменением ситуации на нефтяном рынке. С принятием Закона о налоговой реформе 1986г. инвестиции в капиталоемкие предприятия, как, например, электростанции на бытовых отходах, стали менее привлекательными. В начале 1990гг. были одобрены законы «о чистом воздухе», «о чистой воде» и ряд других законодат. актов, вследствие чего резко ужесточились требования по охране окружающей среды.

Перспективы развития альтернативной энергетики вновь начали улучшаться с принятием в 1992г. Закона об энергетической политике, в рамках которого был введен на постоянной основе 10% налоговый кредит для инвестиций в солнечное и геотермальное оборудование. Установлена возобновляемая ежегодно конгрессом производственная субсидия в размере 1,5 цента на каждый квтч. электроэнергии, произведенной с применением энергии ветра, солнца, биомассы (исключая твердые муниципальные отходы) и геотермальных источников.

Считается, что поскольку ВИЭ не могут пока на равных конкурировать с традиционными источниками энергии, гос. поддержка остается необходимой до тех пор, пока новые технологии не достигнут порога конкурентоспособности. Объем ежегодно предоставляемых фед. субсидий на развитие ВЭИ составляет 1,3 млрд. долл., из которых свыше половины предназначены на стимулирование производства и потребления этанола в качестве компонента автомобильного топлива.

На уровне отдельных штатов одна из наиболее привлекательных схем стимулирования притока инвестиций применяется в штате Калифорния, где в 1998г. был создан Доверительный фонд возобновляемых ресурсов с капиталом 540 млн. долл. для целей финансирования затрат на альтернатив-

ную энергетику. В результате, в 1999г. в этом штате введено 290 мвт. новых мощностей электростанций на ВИЭ.

По мнению ам. экономистов, правит. субсидии были эффективными в том плане, что они способствовали приросту установленных мощностей электростанций, использующих ВИЭ, и увеличению выработки электроэнергии на них. В то же время их применение не привело в конечном итоге к повышению конкурентоспособности альтернативной электроэнергетики до уровня, сопоставимого с ТЭС.

Администрация Дж. Буша занимается разработкой новой энергетической программы страны. Она намеревается сократить расходы по дотационным программам минэнерго на ВИЭ. В проекте бюджета на 2002 ф.г. расходы на НИОКР по альтернативной энергетике сокращены с 376 до 237 млн. долл. (для сравнения — на НИОКР по программе «чистый уголь» предусмотрено использовать 3 млрд. долл.), включая 51 млн. долл. на проведение исследований по проблеме водородной энергетики.

На ВИЭ приходится свыше 93% всех ресурсов энергии в США, однако за их счет обеспечивается лишь 7,4% ее потребления. Доля электростанций на ВИЭ составляет 12% в выработке электроэнергии, в т.ч. гидроэлектростанций — 10%. Удельный вес электроэнергии, получаемой при сжигании биомассы и муниципальных твердых отходов, составляет 1%, на все остальные ВИЭ (солнечная, ветровая, геотермальная и т.д.) приходится 1%.

На конец 2000г. совокупные мощности по выработке электроэнергии в США на базе ВИЭ составляли 94,7 гвт. При этом, однако, если отвлечься от энергии, вырабатываемой на ГЭС, этот показатель для всех других типов электростанций составляет лишь 15,6 гвт., в т.ч.: геотермальная — 2,9 гвт.; энергия биомассы — 6,2 гвт.; энергия от сжигания бытовых отходов, — 3,3 гвт.; солнечная энергия — 0,3 гвт.; ветровая 2,8 гвт. На электростанциях, использующих ВИЭ (без электроэнергии ГЭС), в 2000г. выработано 79,8 млрд. квтч. электроэнергии, в т.ч.: использующих геотермальную энергию — 13,4 млрд. квтч.; бытовые отходы — 22,4 млрд. квтч.; энергию биомассы — 37,8 млрд. квтч.; солнечную энергию — 0,9 млрд. квтч.; и ветровую — 5,2 млрд. квтч.

Наивысшие темпы развития электроэнергетики, применяющей ВИЭ, отмечены в I пол. 1980гг. Согласно прогнозу минэнерго, альтернативные источники вряд ли составят серьезную конкуренцию обычным видам энергии в ближайшие 20 лет.

В предстоящие 20 лет в США будут введены новые мощности электростанций: на ветровой энергии — 3130 мвт., энергии от газификации бытового мусора, — 1186 мвт., биомассы — 856 мвт., геотермальные — 17 мвт., солнечные — 67 мвт. Выработка электроэнергии электростанциями, использующими ВИЭ (исключая ГЭС), достигнет 146 млрд. квтч. в 2020г. (увеличение на 80% от 2000г.). Доля ВИЭ в выработке электроэнергии в США снизится с 10,5% в 1999г. до 8,5% в 2020г., в основном за счет энергии ГЭС, доля которой сократится с 8,4% до 5,7%.

Биомасса и бытовые отходы. Производство электроэнергии путем непосредственного сжигания или газификации биомассы осуществляется в США на 350 предприятиях совокупной мощнос-

тью 6,2 гвт. К 2020г. этот показатель достигнет 9,9 гвт., а выработка электроэнергии возрастет с 38 млрд. квтч. в наст. вр. до 67 млрд. квтч. в 2020г.

С 1991г. действует «Нац. программа производства энергии из биомассы», в соответствии с которой фед. правительство называет фин. поддержку частным фирмам в финансировании их расходов на НИОКР и подготовку ТЭО. В рамках программы «Энергетическое партнерство для сильной экономики» осуществляется совместное с фед. правительством финансирование проектов газификации биомассы на Гавайях и в шт. Вермонт. С дек. 1994г. минэнерго и минсельхоз США совместно участвуют в демонстрационной рекламной компании «Энергия биомассы на сельское развитие»,

Бытовые отходы. Применение бытового мусора для выработки электроэнергии пока носит ограниченные масштабы из-за высокой транспортной составляющей, обусловленной его низкой теплотворной способностью. В США действуют 63 электростанции на бытовых отходах против 68 в 1995г. В период до 2020г. выработка электроэнергии путем прямого сжигания отходов или их газификации возрастет с 22 млрд. квтч. до 38 млрд. квтч.

Ветровая энергия. В течение длит. времени США считались лидером среди стран, использующих энергию ветра для выработки электроэнергии. Однако в 1990гг. в странах ЕС эта отрасль развивалась более высокими темпами. В результате, доля США снизилась с 95% совокупных мощностей ВЭУ в мире в 1980гг. лишь до 17% в наст. вр. Их прирост составил в 1999г. 732 мвт., в 2000г. 53 мвт., в 2001г., по прогнозу, — 1250 мвт. На конец 2000г. совокупные мощности ВЭУ в США составляли 2500 мвт.

Развитие отрасли тормозится высокими капитальными и эксплуатационными затратами, даже с учетом их снижения с 38 центов за квтч. в начале 80гг. до 3-6 центов в наст. вр. Ветровые турбины характеризуются также низким кпд в расчете на 1 квт. номинальной мощности (5-10%), а также нестабильностью выработки электроэнергии в течение суток. Экологическое движение в США, первоначально поддерживавшее строительство ВЭУ, теперь настроено против них (шумовой фактор, «загрязнение» ландшафта и т.д.).

Прогнозы для развития этой отрасли в США являются благоприятными. Этому способствуют прогнозируемое повышение цен на конкурирующие энергоресурсы, такие как природный газ, и продление срока действия налоговых льгот. Мощности ветровых агрегатов в США более чем удвоятся к 2020г. по сравнению с базисным 2000г. — с 2,8 до 5,8 гвт.

С 1999г. действует программа «Ветер дает энергию Америке», на реализацию которой минэнерго США выделило в 2000 ф.г. 33 млн. долл. Ставится задача существенного снижения издержек производства ветровой электроэнергии (до 2,5 центов за квтч.) и увеличения ее доли в совокупной выработке энергии. По инициативе минэнерго США поощряется также внедрение в эксплуатацию небольших ветряков (до 50 квт.).

Отмечается оживление инвестиций в ВЭУ. Компания FPL Group, которой принадлежат ветроэнергетические парки в 5 штатах совокупной мощностью 1000 мвт., намеревается осуществить крупнейший в мире проект на границе между шт. Вашингтон и Орегон, где к 2002г. будут уста-

новлены 406 ветровых турбин совокупной мощностью 300 мвт. Объявлено также о создании в районе Кинг Маунтин в штате Техас нового парка, где предполагается разместить 214 турбин общей генерирующей мощностью 278 мвт. До последнего времени крупнейшим в Техасе считался ветроэнергетический парк в МакКемей, в котором работают 107 турбин.

Солнечная энергия. США — один из лидеров в сфере применения энергии солнца для коммерческих целей, включая: (1) отопление зданий и подогрев воды в бассейнах с помощью пассивных нагревательных систем, (2) строительство электростанций, использующих системы линз и отражателей для концентрации энергии солнца и (3) преобразование энергии солнца в электрический ток с помощью солнечных элементов, панелей и батарей для электроснабжения индивидуальных жилых домов в сельской местности, а также для применения на транспорте, в средствах связи и космосе.

За последние 20 лет США затратили 1,4 млрд. долл. на разработку технологий применения энергии солнца для выработки электроэнергии. Свыше 10000 индивидуальных жилых домов в США используют исключительно солнечную энергию, в Калифорнии с 1996г. действует солнечная электростанция (СЭС) «Солар 2» мощностью 10 мвт., рассчитанная на коммерческую эксплуатацию в течение 25-30 лет. В этом штате располагается также крупнейший в мире комплекс из 9 СЭС совокупной мощностью свыше 350 мвт. Энергетический кризис в Калифорнии вновь пробудил интерес к применению солнечной энергии. По прогнозу, мощности солнечных батарей, подключенных к энергосетям, увеличатся в США к 2020г. на 900 мвт., хотя их удельный вес в выработке электроэнергии в стране останется невысоким.

Совокупный объем производства солнечных элементов и модулей в стране составил в 1999г. 61 мвт. или около 30% их мирового выпуска (против, однако, 5% в 1994г.). Спрос на ам. рынке растет высокими темпами, которые в 1997-2000гг. составляли 30-40% ежегодно. Вместе с тем, США являются мировым лидером по экспорту солнечных технологий. Экспортная квота по этому виду оборудования составляет 60%. Экспорт на сумму, превышающую 1,1 млрд. долл. в год, осуществляется в Японию, Германию ЮАР, Бразилию, Индонезию, на Филиппины, в Гватемалу и другие страны. Компания BP Solar на своем новом предприятии в г. Ферфилд в штате Калифорния будет производить 120 тыс. солнечных панелей в год, способных генерировать мощность 10 мвт., достаточную для электроснабжения 10 тыс. индивидуальных жилых домов.

Нац. программа разработки солнечных элементов нацелена на достижение 40% доли США в мировом экспорте этого вида оборудования и создание доп. мощностей СЭС. В рамках этой программы Минэнерго США финансирует расходы частных компаний на НИОКР, связанные с проведением исследований, нацеленных на удешевление солнечных. Расходы фед. правительства на эти цели в 2001 ф.г. оцениваются в 82 млн. долл. Осуществляется также фед. программа «Миллион солнечных крыш», одобренная в 1997г. на период до конца 2010г. В соответствии с этой программой создаются стимулы для снижения стоимости приоб-

ретенция солнечных батарей за счет объединения потребителей в партнерства и осуществления массовых закупок по льготным ценам.

В ряде штатов США разработаны и применяются собственные программы стимулирования применения энергии солнца. В частности, шт. Калифорния и Мериленд практикуют возврат части уплаченных частными фирмами сумм в случае приобретения ими оборудования у квалифицированных поставщиков.

Геотермальная. Ресурсы геотермальной энергии в США сконцентрированы в штатах Калифорния, Аляска и Гавайи. Единственный разрабатываемый с целью получения электроэнергии на пром. уровне резервуар геотермальных вод – «Гейзеры» находится на севере Калифорнии. Мощности геотермальных предприятия США составляют 3000 мвт. За счет их эксплуатации потребление жидкого топлива в США сокращается на 400 тыс. т. ежегодно. По прогнозу минторга США, прирост мощностей геотермальных электростанций в период до 2020г. составит 1,5 гвт., а выработка электроэнергии на них достигнет 26 млрд. квт.ч.

«Фед. программа развития геотермальной энергетики» ставит задачу удвоить к 2006г. количество штатов, в которых применяются геотермальные станции, а к 2010г. довести производство геотермальной энергии до уровня, достаточного для обеспечения потребностей 7 млн. индивидуальных жилых домов.

Согласно прогнозам минторга и ассоциаций деловых кругов, издержки производства электроэнергии на ветровых, геотермальных, биоэнергетических и солнечных электростанциях в предстоящие 10-20 лет останутся значительно более высокими, чем на конкурирующих с ними ТЭС на угле или природном газе. Увеличение доли ВИЭ в энергобалансе США возможно только в случае доп. бюджетных затрат на стимулирование их применения (не менее 100 млн. долл. в год).

Прогноз и производства энергии
с использованием ВИЭ в США

	2000г.	2010г.	2020г.
Мощности по выработке ЭЭ (гвт.), всего	94,69	103,54	106,61
в т.ч. ГЭС	79,12	79,73	79,73
Геотермальные ЭС	2,93	4,34	4,41
ЭС на бытовых отходах	3,34	4,90	5,42
ЭС на биомассе	6,18	8,10	9,91
Солнечная термальная энергия	0,33	0,40	0,48
Солнечная электроэнергия	0,02	0,56	0,89
Ветровые ЭС	2,76	5,51	5,78
Производство ЭЭ (млрд. квт.ч.)	369,67	434,01	448,43
в т.ч.: ГЭС	289,92	303,42	302,35
Геотермальные ЭС	13,39	25,27	25,83
ЭС на бытовых отходах	22,39	34,03	37,99
ЭС на биомассе	37,83	56,70	66,67
Солнечная термальная энергия	0,89	1,11	1,37
Солнечная электроэнергия	0,03	1,26	2,11
Ветровые ЭС	5,18	12,33	13,10

Энергетика

Обзор рынка энергоносителей США. По состоянию на середину марта 2001г. складские запасы сырой нефти в США составили 285,3 млн. бар., что на 8% ниже, чем средний за 5 лет показатель и на 2% меньше объемов на конец соответствующего периода прошлого года. Добыча нефти внутри США сократилась до 14,8 млн. б/д, в то время как импорт вырос до самого высокого за последние 20

лет уровня – 10,3 млн. б/д. На цены оказывали давление слухи о предстоящем снижении добычи в странах ОПЕК. Расчетная контрактная цена нефти в США увеличилась к середине марта на 0,98 центов за баррель и составила 24,89 долл.

Обеспокоенность состоянием дел на нац. рынке энергоносителей вынудила администрацию Буша прибегнуть к формированию спец. рабочей группы по проблемам энергетики во главе с вице-президентом Чейни. Группе предстоит выработать долгосрочную общенац. энергетическую политику.

По мнению министра энергетики США С. Эйбрахама, в течение предстоящих двух десятилетий США предстоит преодолеть серьезный энергетический кризис. В основе этого кризиса, по мнению С. Эйбрахама, лежат три фактора:

1. Потребность в энергоресурсах резко увеличилась, особенно на электроэнергию и природный газ.

2. Увеличение предложения сдерживается законодательными ограничениями, которые во многом отстают от темпов развития новых технологий, а также препятствуют увеличению притока инвестиций.

3. Инфраструктура, состоящая из генерирующих предприятий, линий электропередач, нефтеперерабатывающих заводов и нефтепроводов, устарела и не адекватна растущим потребностям.

Согласно расчетам минэнерго, в течение 20 лет потребление нефти в США увеличится на 33%, в то время как добыча нефти в самих США продолжает сокращаться. Объем добываемой в США нефти на 39% меньше уровня добычи в 1970г., что соответствует падению на 4 млн. б/д. Если энергетическая политика США не претерпит изменений, то добыча будет продолжать падать и к 2020г. снизится до 5,1 млн. б/д, в то время как 30 лет назад в день добывалось до 9,4 млн. бар.

Такие ножницы между спросом и нац. добычей все в большей мере делают США зависимыми от импорта сырой нефти. **США импортируют 54% перерабатываемой в стране нефти.** С учетом складывающейся на мировых рынках конъюнктуры эта доля может вырасти до 64%.

С 1980г. количество НПЗ сократилось в США почти вдвое. За последние 25 лет в США не было построено ни одного нового НПЗ. Кроме того, законодат. рамки ограничивают возможности действующих мощностей по расширению производства. Когда в 2000г. президент Клинтон выделил 30 млн. барр. нефти из стратегического резерва, то эту нефть США пришлось перерабатывать на заокеанских мощностях.

В этой связи принятое 16 марта 2001г. решение стран ОПЕК сократить добычу нефти на 1 млн. б/д произвело еще большее давление на рынок нефти в США.

На рынке природного газа складывается похожая ситуация.

Согласно прогнозам минэнерго, спрос на газ в США будет расти опережающими темпами по сравнению со спросом на нефть. Потребление газа в США к 2020г. увеличится на 62%. 9 из 10 новых электростанций в США будут работать на природном газе. 40% от общих объемов запасов природного газа в США расположены на территориях, находящихся в фед. собственности, которые закрыты для разработки или имеют жесткие экологические

ограничения для газодобычи. В течение последних 3 лет в США не было открыто новых залежей природного газа. Все это также увеличивает импортную зависимость США в вопросах обеспечения газом.

В США также остро стоит вопрос обеспечения электроэнергией. **Потребность в электроэнергии увеличится в США на 45% в следующие 20 лет.** Это потребует строительства более 1300 новых электростанций – 65 каждый год. **Только на нужды Интернет потребляется до 13% всей производимой электроэнергии.** Если потребность будет расти такими же темпами, то потребуются уже 1900 новых электростанций. Устаревшие ЛЭП не справляются со все возрастающим спросом, что, среди прочих причин, привело к кризису электроснабжения в Калифорнии и скачкам тарифов в Нью-Йорке, обошедшимся потребителям в доп. расходах на 100 млн. долл.

Более половины электрогенерирующих мощностей США продолжают работать на каменном угле. При сохраняющемся уровне добычи угля в США его запасов хватит на 250 лет. Поскольку использование угля приводит к значит. выбросу углекислого газа в атмосферу, то ограничения на его содержание в выбросах могли бы привести к угрозе снижения объемов выработки электроэнергии, и новая администрация США решила не прибегать к этим мерам в условиях дефицита электроэнергии и грозящего в течение 20 лет энергетического кризиса. Будущее угля как топлива не вполне определено, как, впрочем, и ядерного топлива. **С 1979г. в США не было выдано ни одной лицензии на начало эксплуатации новых АЭС.** Ожидается, что большинство из существующих 103 АЭС не будут возобновлять свои лицензии после истечения сроков в ближайшие 15 лет, что в равной мере относится и к ГЭС.

О ситуации на энергетическом рынке Калифорнии. С 1996г. в Калифорнии осуществляется программа реформирования (реструктуризации) или, как ее здесь называют, дерегуляции энергетического рынка штата.

Необходимость этой программы обосновывалась местными властями высокой стоимостью электроэнергии в штате (9,48 цента за квт., по сравнению с 6,86 цента в среднем по США), что замедляло эконом. развитие Калифорнии и не могло удовлетворить растущие потребности энергоемких отраслей промышленности.

В силу целого ряда особенностей финансово-эконом. и физико-географического положения Калифорнии, а также просчетов руководства штата в анализе и прогнозе последствий программы реформирования энергетического рынка, ее реализация привела к тому, что потребности в электроэнергии штата возросли на 11,3%, а ее производство снизилось на 1,7%. На 11 тыс. мвт. увеличились поставки электроэнергии из других районов США. Оптовые цены на электроэнергию в 1999г. возросли с 31 долл. за мвт/час до 250 долл. и в настоящее время достигли 1000 долл. Все это привело к серьезному энергетическому кризису в Калифорнии.

В соответствии с программой реструктуризации энергетического рынка Калифорнии, в 1996-98гг. осуществлялись мероприятия по его демонопользации, формированию новой структуры и принципов функционирования.

До 1996г. субъектами рынка электроэнергии Калифорнии являлись две категории компаний. Первая, а фактически три компании (San Diego Gas and Electric Company, Pacific Gas and Electricity Company, Southern California Edison), монополизировала производство, транспортировку и распределение электроэнергии по потребителям, а также ее продажу. Этим компаниям принадлежал 81% всей производимой электроэнергии штата. Вторая категория – это независимые производители электроэнергии, компании-владельцы ЛЭП, дистрибьюторы. На их долю приходилось 19%. В этой ситуации, по мнению властей Калифорнии, рыночные механизмы не действовали, потребитель фактически не имел возможности выбора поставщика электроэнергии.

Чтобы их оживить и тем самым привлечь доп. инвестиции в энергетическую отрасль штата, которые бы, по замыслу авторов реформы, позволили увеличить объем выработки электроэнергии и в конечном итоге снизить ее стоимость, структура рынка была коренным образом изменена.

Субъекты энергетического рынка были четко разделены на производителей электроэнергии, компании-транспортировщики электричества, местных дистрибьюторов и конечных потребителей. Законодательно был также определен порядок функционирования рынка и взаимодействия его субъектов.

После 31 марта 1998г. все потребители, находящиеся на территории штата, получали право покупать электроэнергию непосредственно у любого из ее производителей по рыночным ценам (Direct Access). Вводилась категория так называемого независимого системного оператора (Independent System Operator, ISO), которому передавались функции оперативного управления системами передачи электроэнергии, принадлежавшими ее производителям. При этом производители электроэнергии не лишались права собственности на свои ЛЭП.

Главной задачей вновь созданной структуры ISO было не допустить, чтобы любой конкретный покупатель или потребитель электроэнергии не мог блокировать доступ одного к другому.

Кроме того, независимый системный оператор отвечал за поддержание в рабочем состоянии всей энергосистемы штата и, при необходимости, подключал к ней резервные мощности.

Местные дистрибьюторы электроэнергии продолжали выполнять свои прежние функции и сохранили подключения к ЛЭП, с которыми они работали ранее. Однако после реформирования рынка на них возлагалась новая задача – обеспечить подключение потребителя к любому производителю, действующему в его регионе.

Система обслуживания электросетей потребителей также осталась неизменной, вне зависимости от того, к какому производителю электроэнергии он подключен.

Еще одним важным новым элементом реформированного энергетического рынка Калифорнии явилась своего рода биржа электричества (Power Exchange, PX), где производители электричества продавали его своим потребителям. Основной функцией PX являлась покупка наиболее дешевой электроэнергии, предлагаемой производителями, в объемах, необходимых потребителям. Торги шли открыто с интервалом в 1 час. Участие в них ком-

паний-монополистов было обязательным. Новые независимые производители электроэнергии имели право продавать ее непосредственно потребителю. Большинство потребителей оплачивали электроэнергию по ценам биржи РХ. Остальные – пользовались услугами местных производителей на основе частных контрактов.

Реформа энергетического рынка Калифорнии также предполагала появление провайдерских структур (Load Aggregation), которые объединяли мелких потребителей в группы, закупая на рынке суммарные объемы электроэнергии, что позволяло в определенной степени снизить расходы на ее приобретение.

Структура и принципы функционирования реформированного энергетического рынка Калифорнии были юридически закреплены в законе The Electric Utility Industry Restructuring Act (Assembly Bill 1890) от 23 сент. 1996г.

Особое место в законе отводилось вопросам стимулирования инвесторов в энергетическую отрасль штата. В частности, власти Калифорнии гарантировали возврат фин. средств инвесторов, вложенных в строительство электростанций, ЛЭП и других элементов энергетической инфраструктуры штата. При этом инвестиции преобразовывались в долг правительства Калифорнии с обязательством погашения из средств, которые будут получены от продажи электроэнергии потребителям в последующие годы. В этих условиях отдельные компании могли оказаться банкротами, поскольку не были готовы к функционированию в рамках нового рынка с такой длительной отсрочкой реинвестирования. Чтобы не допустить этого, закон о реструктуризации энергетического рынка штата ввел спец. надбавку для потребителей к тарифу за электроэнергию. Эта новая надбавка целевым предназначением шла на возврат долга инвесторам и ускоряла процесс реинвестирования энергетического комплекса Калифорнии. В то же время закон освобождал от уплаты надбавки целый ряд с/х районов штата, использующих энергоемкую систему мелиорации.

Активизация рыночных отношений в энергетике Калифорнии требовала реформ в ценовой политике. В этом плане, в соответствии с законом АВ 1890, цены на электроэнергию были «заморожены» на уровне июня 1996г. на период до 31 марта 2002г. Начиная с 1 янв. 1998г. также предусматривалось снижение на 10% тарифов для частных лиц и небольших коммерческих потребителей, которые после этого фиксировались до 31 марта 2002г. Новая структура тарифов показывала цены на электроэнергию на разных уровнях, в зависимости от того, к какой категории субъектов рынка они относились (производитель, владелец ЛЭП, дистрибьютор и т.п.), а также предусматривала четкое распределение суммы платежа потребителя по целевому предназначению. Подобная конкретизация в счетах должна была позволить потребителю сориентироваться на рынке электроэнергии и выбрать наиболее выгодного провайдера.

Реформирование энергетического рынка Калифорнии предусматривало и создание целого ряда фондов с задачей финансирования различных программ в интересах развития энергетической отрасли штата. В частности, были основаны: фонд исследований (248 млн.долл.), фонд развития экологически чистых источников энергии (540

млн.долл.), фонд повышения эффективности энергосистемы Калифорнии (912 млн.долл.).

Просчеты в разработке программы реструктуризации энергетического рынка Калифорнии начали проявляться уже к 1999г. Так, к этому времени доля компаний-монополистов, осуществлявших ранее производство, транспортировку, распределение и продажу электроэнергии, снизилась с 81% до 46%. Их возможности уже не позволяли в полной мере выполнять свои обязательства перед потребителями, делали их более зависимыми от других поставщиков и их ценовой политики. На фоне роста потребностей штата в электроэнергии увеличивалась роль ее импорта из других районов США. Однако ограниченные возможности ЛЭП не позволяли его наращивать. Ситуация усугублялась холодной зимой и резким скачком цен на нефть и газ. Дефицит электроэнергии привел к росту оптовых цен на рынке электричества. Однако, в соответствии с законом, местные компании не могли повысить розничные цены, что поставило энергетический комплекс штата на грань банкротства. Одна из крупнейших компаний Калифорнии (San Diego Gas and Electric) весной 1999г. исчерпала свои ресурсы и объявила о том, что с июля того же года перейдет на рыночные цены. Две другие – Pacific Gas and Electricity Company и Southern California Edison продолжали функционировать с огромными убытками, которые достигли 12 млрд.долл.

Привлечь доп. инвестиции в энергетическую отрасль штата также не удалось. Высокие экологические требования Калифорнии отпугивали потенциальных инвесторов, поскольку согласование проектов новых электростанций и ЛЭП в различных инстанциях затягивалось на 5-7 и более лет.

В этих условиях руководство Калифорнии вынуждено было предпринять ряд экстренных мер по смягчению кризисной ситуации. В частности, принятием в сент. 2000г. ряда законодат. актов были повышены тарифы на розничную продажу электричества (на 6,5 центов за квт.ч.), выделено 400 млн. долл. на прямые закупки электроэнергии.

Фед. правительство США со своей стороны издало целый пакет директив по урегулированию энергетического кризиса Калифорнии. Главная направленность этих документов – восстановление прежней структуры рынка и принципов его функционирования, исключение из его схемы звена РХ, предоставление гарантий поставок нефти и газа компаниями-производителями электроэнергии штата, несмотря на их огромные долги.

Таким образом, основными причинами негативного результата реформирования энергетического рынка Калифорнии можно считать:

1. Нарушение функциональных связей естественных монополий энергетического комплекса штата, осуществлявших всю цепочку энергоснабжения от производства электроэнергии до ее продажи потребителю.

2. Пренебрежение проблемой наращивания собственного производства электроэнергии в штате и, в частности, строительством новых и модернизацией старых электростанций, а также увеличением мощности ЛЭП.

3. Отсутствие достаточной гибкости использования резервов, необходимых для погашения роста потребления электроэнергии в различных климатических зонах штата.

4. Администрирование ценовой политики на рынке электроэнергии без учета особенностей функциональных связей его субъектов. В данном случае — одна и та же компания была вынуждена производить электроэнергию по определенной себестоимости, затем покупать ее же по оптовым рыночным ценам и далее продавать по заниженным ценам, которые определены местным законодательством.

О ходе реализации энергетической политики администрации Дж. Буша. 28 июня 2001г. президент направил в конгресс пакет законопроектов «Законодательная повестка дня в области энергетической политики». Предложенный администрацией пакет инициатив предполагает разработку законопроектов в области энергосбережения и консервации энергоресурсов, модернизации и расширения энергетической инфраструктуры, диверсификации источников электроэнергии, защиты окружающей среды и учета соц. аспектов энергетической безопасности США.

Модернизация и расширение энергетической инфраструктуры. Во-первых, администрацией готовится законопроект об ужесточении контроля за технологической и экологической безопасностью сети трубопроводов США, длина которой превышает 3 млн. км.

Во-вторых, для преодоления разрозненности системы ЛЭП Белый дом обращается в конгресс с просьбой предоставить фед. органам власти чрезвычайные полномочия на отчуждение земель под строительство доп. ЛЭП. Право отчуждения земель позволит связать четыре региональные энергетические системы (восточную, западную, тexasкую и квебекскую) в надежную единую энергосистему и предотвратить кризисы в отдельно взятых регионах США.

В-третьих, законодат. пакет предусматривает серьезную реструктуризацию отрасли. С учетом прогнозируемого к 2020г. роста спроса на электроэнергию на 393 тыс. мвт., Белый дом надеется провести через конгресс типичное для республиканцев законодательство, направленное на «стимулирование конкуренции», создание новых независимых производителей электроэнергии и снижение уровня гос. регулирования отрасли. Фактически это будет означать отмену значительного числа регулирующих нормативных актов.

Одним из основных направлений политики должно также стать освоение нефтяных месторождений в Арктическом природном заповеднике. Вопреки многочисленным протестам общественности, а также демократов и части республиканцев конгресса, администрация возлагает особые надежды на внесение поправок в законодательство, регулирующее деятельность в заповедных зонах. По ее оценкам, месторождения на Аляске будут со временем обеспечивать более 26% общих объемов нефтедобычи в США, внося большой вклад в реализацию основной идеи энергетической политики Дж.Буша — снижение зависимости США от импорта энергоресурсов.

Энергосбережение. Планируется увеличить финансирование разработок, направленных на снижение энергоемкости нац. промышленности, а также ускорить поиск новых источников электроэнергии. Гос. финансирование НИОКР должно сопровождаться ростом доли затрат корпораций в финансировании НИОКР минэнерго. Средний

уровень участия компаний составлял порядка 50% в общем объеме проектного финансирования. По мнению Белого дома, эта цифра должна неуклонно расти в свете все большей коммерциализации подобных проектов. К тому же сам принцип увеличения совместного финансирования уже заложен в проект бюджета на 2002г.

Диверсификация источников энергии. Немалая роль в законодат. пакете отведена вопросам разработки и развития альтернативных источников энергоресурсов. К ним относятся энергия ветра, солнца, водорода и применение биомассы. Основным методом стимулирования этой области науки и технологии должно стать сохранение режима льготного налогообложения производителей электроэнергии из альтернативных источников.

Наряду с мерами поддержки альтернативных энергоресурсов в документе также предусмотрен ряд инициатив по развитию традиционных направлений в энергетике. В их числе упрощение процедур лицензирования ГЭС (на них приходится 7% вырабатываемого электричества), совершенствование налогообложения АЭС (они обеспечивают 20% электроэнергии). Применительно к АЭС будут упрощаться процедуры отчислений в ликвидационные фонды, что позволит ускорить развитие атомной энергетики, обеспечивая своевременную ликвидацию выработавших себя реакторов.

Защита окружающей среды. Основной законодат. акцент в природоохранной деятельности будет делаться на сокращении объема выбросов в атмосферу. При этом, в отличие от традиционной практики, новое законодательство в рамках предлагаемой «гибкой, рыночной программы» будет фокусироваться не на одном, а на трех типах выбросов (ртути, двуокиси серы и окиси азота), а законодательно устанавливаемые пороги атмосферных выбросов будут постепенно снижаться. В конечном итоге реализация программы повысит предсказуемость госрегулирования и прозрачность системы отраслевых нормативных актов.

В качестве основного инструмента своей экологической политики администрация предлагает принять соответствующие акты, узаконивающие коммерческую торговлю корпоративными квотами на допустимый уровень выбросов, что, как предполагается, простимулирует компании на снижение общего объема выбросов. Американцы планируют уже сейчас реализовать у себя идею, которая ранее привела к срыву переговоров по Киотскому протоколу.

Учет соц. аспектов энергетической безопасности. Неотъемлемой элементом законодат. политики администрации в области обеспечения энергетической безопасности является учет ее соц. аспектов. Важное значение в этой связи будет отводиться субсидированию энергопотребления малоимущих слоев населения. Проблема заключается в том, что успешное решение данного вопроса, а также проблем консервации экосистем и общей защиты окружающей среды открыто увязывается в Белом доме с началом разработки месторождений на Аляске. По мнению администрации, немалая доля доп. средств на помощь малообеспеченным слоям населения, стимулирование развития альтернативных источников энергии и т.п. должна поступить именно от фед. сборов за разработку месторождений (royalties).

На Северо-Западе не нашли поддержку предложенные новой администрацией инициативы по выходу из энергетического кризиса, которые в авг. 2001г. были дополнены принятием конгрессом закона, разрешающего бурение нефтяных скважин в аляскинском нац. заповеднике. По мнению местных экологических организаций, подобное решение может иметь далеко идущие последствия для всего региона, дав зеленый свет «энергетическому лобби» разрабатывать находящиеся в фед. собственности земли, в т.ч. нац. парки.

Основные положения нового закона также включают в себя: предоставление налоговых льгот на 10 лет в 33,5 млрд.долл., преимущественно для нефтеперерабатывающих и угледобывающих компаний и для атомной промышленности; умеренное регулирование цен на бензин; налоговая привлекательность приобретения автомобилей-гибридов, работающих как на бензине, так и на электричестве; выделение фед. средств малоимущим семьям для оплаты электричества; развитие концепции «чистого угля».

Администрация США и республиканцы на Аляске мотивируют правильность принятого решения необходимостью выравнивания «серьезного дисбаланса между спросом и предложением». В основе закона лежат положения президентского «Плана действия», опубликованного в мае 2001г. В нем речь идет о необходимости увеличения производства всех видов энергии, возобновлении строительства АЭС, строительстве газо-и нефтепроводов и ЛЭП. Кроме того, особое внимание уделяется программам защиты окружающей среды, энергосбережения и поиску новых источников энергии.

На фоне недавних терактов в Вашингтоне и Нью-Йорке на Северо-Западе США усилились спекуляции вокруг ближневост. нефтяных источников. В подобной ситуации вполне возможно укрепление позиций администрации в вопросе предоставления доп. льгот энергетическим компаниям в плане открытия для разработки новых нефтяных и угольных месторождений.

ТУРЦИЯ

ТЭК

Электроэнергетика. На конец 1999 г. установленная мощность электростанций в Турции составляет **23352 мвт.**, из которых 12700 мвт. (54,5%) приходится на долю ТЭС и 10400 (43%) — на долю ГЭС. Планируется к 2010 г. довести установленную мощность электростанций до 65 тыс.мвт. (38 — ТЭС и 23 — ГЭС). Не ясна перспектива строительства АЭС мощностью в 1400 мвт. (в связи с последними землетрясениями и появившимися опасениями в ее сейсмической устойчивости).

Турции необходимо ежегодно вводить в строй генерирующие мощности в 4000 мвт. и стоимостью 4,5 млрд. долл. С учетом расширения сети ЛЭП (максимум напряжения в высоковольтных сетях Турции — 380 кв.) и последующего распределения электроэнергии этот показатель возрастает до 5 млрд.долл. в год.

По виду первичного энергоресурса, используемого на запланированных к строительству до 2011 г. электростанциях, последние можно разделить:

34% — на природном газе, 25% — на гидроресурсах, 31% — на лигнитах и каменном угле, 6% — на ядерном топливе, 2% — на жидком топливе.

Стоимость электроэнергии для населения составляет 6 центов, для пром. предприятий — 5,5 центов (без учета различных налогов, в т.ч. и муниципальных).

В 1999 г. в Турции произведено 119 млрд. квтч. электроэнергии, а потреблено — 121,4 млрд. квтч. Дефицит в 2,4 млрд.квтч. Турция покрывает за счет импорта из Грузии — 0,4 млрд.квтч. и 2 млрд.квтч. — из Болгарии. При этом Турция экспортирует незначительное количество электроэнергии в Нахичевань (Азербайджан).

Предполагается, что к 2010 г. производство электроэнергии в стране составит 312 млрд. квтч. Программой развития электроэнергетического комплекса Турции не предусмотрен импорт электроэнергии. Более того, планировалось ежегодно наращивать избыток производимой электроэнергии с таким расчетом, чтобы к 2010 г. он достигал 17%. Однако отсутствие свободных средств для инвестирования в отрасль не позволило реализовать в полной мере программу строительства электростанций, что привело к появлению незначит. дефицита электроэнергии.

Руководство энергетической отрасли Турции готово сотрудничать с Россией и Грузией в вопросе импорта электроэнергии. Турецкая сторона полагает, что эффективной формой взаимодействия было бы создание трехсторонней производственно-коммерческой структуры, которая бы занималась функционированием единого энергетического кольца с включением в него вост. части Турции и соответствующих регионов Грузии и России. Однако грузинская сторона (по информации турецких энергетиков) предлагает лишь сотрудничество в форме «купли-продажи» — Грузия экспортирует электроэнергию в Турцию, не оговаривая в соглашениях источники ее поступления.

УКРАИНА

Энергетика

Энергоснабжение в 2000г. В 1990 гг. наблюдалось постоянное ухудшение состояния ТЭК У. Добыча углеводородного сырья характеризовалась резким ухудшением качественных (рост доли труднодобываемых ресурсов) и количественных (снижение объемов добычи) показателей сырьевой базы. Объем производства электроэнергии в 1990-2000 гг. сократился по офиц. данным на 42,8%, объем инвестиций в базовые отрасли ТЭК — в 2-3 раза. В 2000г. объем добычи угля составил 58% уровня 1991г., нефти — 75%, газа — 73%. В этот период эффект от вложенных ранее денежных средств исчерпывался вследствие выбывания старых производственных фондов. Показатель изношенности основного фонда ТЭК составляет 60%, более 95% энергоблоков ТЭС отработали свой расчетный ресурс, 1/3 газопроводов эксплуатируется от 23 до 48 лет. На фоне снижения показателей инфраструктуры У. обеспечивает за счет собственной добычи потребности нац. экономики в газе на 24%, нефти — на 12%.

Согласно разработанной Укр. центром эконом. и полит. исследований (УЦЭПИ) «Концепции гос. энергетической политики на период до 2020г.» при

положит. стечении обстоятельств в течение не менее 20 лет экономика У. будет оставаться энергодефицитной с ежегодным импортом энергоресурсов в объеме 110-140 млн.т. условного топлива (у.т.). В данных условиях руководством страны ставится вопрос о поисках новых возможностей повышения энергетической безопасности У. К основным направлениям повышения энергобезопасности У. в настоящий момент относятся оптимизация производства и повышение производительности в основных отраслях ТЭК, развитие программ энергосбережения и использования альтернативных источников энергии.

Согласно приведенным в послании президента Верховной Раде «О внутр. и внешнем состоянии У. в 2000г.» данным при сохранении текущего состояния дел к 2005г. дефицит рабочей мощности может составить 7-10 млн. квт. В 2010г. будут работать преимущественно АЭС и ГЭС, а в 2020г. при сохранении неизменным текущего положения дел практически вся электроэнергия будет импортироваться. **Общий уровень энергобезопасности оценивается как критический** – уровень обеспечения природными энергоресурсами составляет 47%, топливными – 37%. К приоритетным направлениям в ТЭК относятся: расширение поисковых нефтегазовых работ с целью обеспечить в ближайшие 4-5 лет ежегодный прирост добычи нефти на 0,4-0,6 млн.т., газа – 2-3 млрд.куб.м.; повышение объемов добычи и качества угля за счет максим. использования имеющихся производственных мощностей (в 2000г. данный показатель находился на уровне 70-75%); модернизация и реконструкция нефте- и газопроводов; повышение глубины переработки нефти за счет тех. перевооружения НПЗ (сегодня глубина переработки находится на уровне 63%).

К приоритетным направлениям повышения эффективности производства в энергетике в ближайшей перспективе относятся реконструкция угольных энергоблоков ТЭС общей мощностью 4-6 млн. квт., приведение до технически пригодного уровня системы системообразующих и распределительных электросетей, наращивание маневровых возможностей за счет достройки Днестровской и Ташлицкой ГЭС, введение в эксплуатацию двух энергоблоков на Ровенской и Хмельницкой АЭС, переход на параллельную работу энергосистем У. и России, расширение экспорта и транзита электроэнергии. Большая инерционность развития электроэнергетики, дефицит средств, жесткие инвест. ограничения обуславливают до 2010г. потребность в удлинении срока службы части оборудования ТЭС, т.е. реконструкцию можно проводить с минимальными потребностями, учитывая необходимые отчисления на восстановление природной базы. Для обновления материальной базы энергетике предусматривается реформировать систему тарифов по двум направлениям – создание целевых необлагаемых налогом надбавок на развитие базы и установление тарифов в зависимости от уровня энергопотребления для стимулирования энергосбережения, а также создание рыночных отношений собственности в отрасли. Одновременно планируется привлечение денежных средств в отрасль за счет процессов приватизации, льготного кредитования и привлечения внешних инвестиций, что невозможно без реформирования сложившихся условий хозяйствования.

В сфере нефтегазового комплекса инвестирование за счет собственных средств является единственным способом поддержки добычи газа и доведение ее объемов до 25-27 млрд.куб.м. в 2010г. Укр. эксперты отмечают критическую зависимость от поставок рос. природного газа и предлагают введение практики заключения краткосрочных (до 3 лет) договоров на поставку газа из диверсифицированных источников, к которым относят Туркменистан (получение газа за денежные средства и в качестве платы за транзит), Узбекистан и Казахстан. В этих условиях важным является здравый прагматизм, проявившийся в тезисах Послания президента касательно развития рос.-украинских отношений в энергетической сфере. В нем заложены выводы Комитета Верховной Рады по ТЭК и ядерной политике в отношении необходимости повышения конкурентоспособности услуг газотранспортной системы У., включая реконструкцию инфраструктуры и создание доп. мощностей, как необходимого условия ведения переговоров об объемах транзита рос. газа через территорию У.

В качестве основных факторов риска в нефтяной отрасли отмечаются зависимость от импортных поставок нефти и нефтепродуктов и нестабильность законодательства в данной сфере. Украинская сторона активно выступает за решение в свою пользу вопроса экспортных пошлин на рос. нефть, возмещение НДС рос. экспортерам, а также за выделение рос. стороной экспортной квоты на поставляемую в У. нефть в 15 млн.т. в год.

В качестве ключевой меры для повышения энергобезопасности страны в Послании президента, которое во многом базируется на тезисах энергетической Концепции УЦЭПИ, отмечается смещение центра тяжести в системе производства электроэнергии и энергопотребления в сторону угля, **разведанные запасы которого позволяют использовать его в течение 400 лет.** При этом для соответствующей структурной перестройки топливно-энергетического баланса страны необходимо провести целый комплекс капиталоемких мер. Эксперты отмечают существование сложных горно-геологических и технологических условий залегающих угольных пластов в У. (63% шахт находятся на глубине более 600 м.) и низкую конкурентоспособность отечественного угля не только на внешнем, но и на внутр. рынке. Для нивелирования данных негативных факторов предусматривается завершить структурную реформу отрасли, развивать институты корпоративного управления и защиты инвестиций, провести реструктуризацию шахтостроит. комплекса инфраструктуры создать механизмы усиления взаимодействия угледобывающей и машиностроит. промышленности, способствовать созданию фин.-пром. групп по схеме «уголь-кокс-металл» и «уголь-электроэнергетика» при участии комбанков. В угольной отрасли существует два варианта развития событий. Без господдержки к 2010г. мощность шахтного фонда упадет с 115 млн т. (1999г.) до 36,6 млн.т. Второй вариант предусматривает наращивание добычи угля до 100 млн. т., что потребует госинвестиций в 4-5 млрд.грн. (в 2 раза больше показателя 2000г.).

В качестве законодат. обеспечения повышения энергобезопасности рассматриваются принятая Верховной Радой «Нац. энергет. программа до 2010г.» и правит. «Комплексная госпрограмма энергосбережения». Для создания современной

высокоэффективной и экологически безопасной энергетики правит. эксперты выступают за разработку энергет. стратегии на 30-50 лет. Одновременно планируется комплекс мер по улучшению инвест. климата, обеспечению прозрачности механизма приватизации, страхованию инвест. рисков, гармонизации законодательства и стандартов с ЕС, снижению налогообложения отрасли и созданию равных условий всем участникам рынка.

О нерациональном использовании электроэнергии говорит тот факт, что если в 1990-2000 гг. ВВП У. снизился на 57%, то потребление энергоресурсов сократилось только на 43,3%. При этом **энергоёмкость ВВП выросла на 33% и в 5-6 раз превышает показатели развитых стран.** В нояб. 2000г. была создана межведомственная рабочая группа, координирующая реализацию наиболее важных энергосберегающих проектов под руководством премьер-министра. Ранее в 1996г. на правит. уровне была принята «Комплексная программа энергосбережения». К приоритетным направлениям снижения энергоёмкости относятся внедрение новых и усовершенствованных имеющихся энергосберегающих технологий и оборудования, снижение материалоемкости производства, повышение уровня и качества используемых вторичных ресурсов, ужесточение контроля за тратой энергоресурсов.

Общий потенциал энергосбережения на период до 2010г. оценивается в 86 млн.т. у.т. При этом экономия энергоресурсов к 2005г. может достигнуть 39-43 млн.т. у.т., а в 2010г. — 49-58 млн.т. у.т. — за счет применения комплекса мер, включающих финансирование проектов из средств гос. и местных бюджетов, выделение части средств гос. инновационного фонда, коммерциализацию энергосбережения, диверсификацию тарифов на энергоносители с учетом времени года и объема потребления, создание эконом. стимулов для энергосбережения. Для реализации данного комплекса мер необходим объем инвестиций в 6,5 млрд.грн. с последующей отдачей в 8,5 млрд.грн. Однако не разработаны эконом. механизмы стимулирования инвестиций и реализации эффективных программ в данной сфере. В 2000г. также был ликвидирован общегос. внебюджетный фонд энергосбережения, снизились объемы иностр. техн. помощи в данной области.

Существенную роль в реализации программы энергосбережения играют региональные программы, принятые в 23 областях У. При этом максим. экономия средств в 2000г. была достигнута в Донецкой, Одесской, Луганской и Закарпатской обл., а также в Киеве. Потери по транспортировке и потреблению услуг водо- и теплоснабжения оцениваются в 25-35%. Началась активная кампания по установлению счетчиков за потребляемое тепло и электроэнергию. В среднем только 32% квартир оборудованы данными устройствами, что во многом обуславливает низкий уровень энергосбережения в жилищно-коммунальной сфере.

Среди возможных альтернативных источников энергии наиболее перспективна ветроэнергетика. Объем госинвестиций в данную сферу составляет 35 млн.долл. в год. В реализации программы принимают участие 23 предприятия, которые произвели 250 агрегатов общей мощностью 12 мвт. (КБ «Южное»). С 1994г. в У. было построено 3 пром. ветровые электростанции (Крым, Карпаты) и вы-

работано 200 млн.квт./ч. энергии. В нояб. 2000г. правительство Авт. Респ. Крым приняло решение о строительстве ветровых электростанций суммарной мощностью 400 мвт. с привлечением немецких инвестиций.

Реформа ТЭК. В 1999г. денежная составляющая оплаты за электроэнергию, отпущенную «Энергоатомом» на оптовый рынок, составила 6,1% ее стоимости. **На конец янв. 2000г. общая задолженность украинских потребителей за электроэнергию составила 7394 млн.грн.** Кредиторская задолженность всех предприятий энергетической отрасли вместе с кредитами превышает дебиторскую на 2840 млн.грн. и достигла 14216 млн.грн. По сравнению с 1998г. показатель вырос в 2 раза.

В этих условиях новое правительство в лице вице-преьера Ю.Тимошенко, отвечающей за ТЭК, выступило с инициативой по реформированию механизма его работы, в т.ч. и рынка энергетических ресурсов. Главная особенность новой концепции энергорынка заключается в разделении энергосбытовых и транспортировочных функций существующих сейчас 27 облэнерго и последующем создании областных оптовых рынков электроэнергии.

По замыслу ее инициаторов, реформа ТЭК призвана способствовать созданию эффективного регулирующего механизма по обеспечению контроля государства за ТЭК, равноправных условий для участников рынка, стабильного энергообеспечения потребителей, баланса энергорынка и прозрачности работы всего комплекса.

Схема реформирования энергосектора предполагает увеличение денежной оплаты произведенной электроэнергии до 45% уже на первом этапе консолидации договоров и денежных потоков в специально создаваемом Расчетном региональном центре (РРЦ), который получает лицензии на право поставки электроэнергии. Облэнерго и другие эконом. субъекты смогут на тендерной основе получить управление поставками в конкретном регионе. Сумма вознаграждения управляющего будет определяться как разница между оптовой и розничной ценой электроэнергии в зависимости от суммы собранных на счет РРЦ платежей. Управляющая компания не сможет контролировать денежный поток, который будет проходить исключительно через РРЦ, а система, при которой единая лицензия на поставку электроэнергии будет принадлежать РРЦ, позволит быстро проводить замену управляющей компании. Одним из основных условий для участия в конкурсе на поставки потребителям электроэнергии станет предоставление залога в виде имущества компании или ее дочерних структур и других ликвидных активов. В случае, если новый владелец не обеспечит необходимый сбор средств, нехватка будет компенсирована залогом. Стоимость услуг энерготранспортных компаний может составить 17% от стоимости реализуемой электроэнергии. Денежный поток должен быть централизован и обслуживаться уполномоченными системными банками. Управляющие компании должны будут перечислять собранные платежи за электроэнергию на единый распределительный счет РРЦ, с которого осуществляются пропорциональные отчисления управляющим и транспортным компаниям.

Новая концепция предполагает также совершенствование системы учета потребляемых энер-

горесурсов, прежде всего за счет **внедрения новых импульсных контролирующих приборов**. Сначала планируется установить счетчики на так называемых проблемных потребителях, а затем на всех остальных.

Основой реформирования газового сектора ТЭК должно стать создание по примеру РРЦ АО «Оптовый рынок газа» с единым консолидированным счетом. Право управления региональными отделениями этого предприятия будут также выставляться на тендер, победитель которого получит право поставлять газ потребителям и собирать платежи. Лицензии на право заниматься такой деятельностью будут выдаваться не управляющим компаниям, а подразделениям «Оптового рынка газа». Средства в регионах за газ должны будут поступать на транзитные счета этих региональных подразделений. ТЭС и пром. предприятия смогут также приобретать газ на аукционах 2 раза в год, при этом контракты будут регистрироваться «Оптовым рынком газа». Посредством аукционных торгов предполагается установить реальные цены на газ и исключить возможность демпинга.

Принятие новой концепции реформирования ТЭК наталкивается на активную оппозицию со стороны Совета энергорынка, приватизированных облэнерго, независимых энергопоставщиков, работающих преимущественно с платежеспособными потребителями, и негос. газовых трейдеров. По их мнению, новая концепция имеет проблемные моменты, которые могут не только осложнить проведение реформ в ТЭК, но и приостановить их. Прежде всего речь идет об отзыве лицензий у уже приватизированных облэнерго. Данное положение является не только спорным с правовой точки зрения, но и может ухудшить инвест. привлекательность других приватизируемых предприятий. При этом необходимо учитывать тот факт, что поступление средств от приватизации еще остающихся в госсобственности облэнерго запланированы в бюджете правительства на 2000г. Следующей проблемой может стать попытка внедрить общую концепцию во всех регионах У. Эксперты высказывают серьезные опасения о появлении желающих работать в аграрных регионах страны с минимальным уровнем денежной оплаты. Большое значение для проведения конкурсов будет иметь размер залога, большая сумма которого снизит число потенциальных участников тендера. Весьма определенные опасения высказываются участниками рынка по поводу возможности лоббирования интересов отдельных предприятий в процессе проведения тендеров, а также выбора уполномоченных банков.

В этой связи заслуживает внимания принятый правительством в марте 2000г. план неотложных мер по стабилизации положения в ТЭК. Минтопэнерго должно до 1 мая 2000г. внедрить систему прямых финансовых расчетов непосредственно между энергогенерирующими компаниями и энергопоставщиками. Планом предусмотрена разработка и внедрение системы регламентированных спец. счетов для зачисления средств потребителей от реализации газа, тепла и электроэнергии с последующим расщеплением платежей, которые обеспечивают гарантированный расчет между всеми участниками технологического процесса генерации и транспортировки электроэнергии для внесения ими платы за энергоресурсы. Также рас-

сматривается возможность внедрения кассового метода налогообложения предприятий жилищно-коммунального хозяйства и предприятий ТЭК. Одновременно **запрещается проведение взаимозачетов за потребленные энергоносители**, кроме предусмотренных отдельными законодательными актами случаев.

Фонду госимущества и минтопэнерго поручено подготовить предложения по предоставлению статуса юр. лиц структурным подразделениям по добыче, транспортировке, хранению и реализации нефти, природного газа и продуктов переработки НАК «Нефтегаз У.». Минтопэнерго должно организовать продажу на аукционах нефти собственной добычи, газового конденсата, сжиженного газа и угля. План также предусматривает меры по уменьшению пиковых нагрузок в объединенной энергосистеме У., усовершенствование ценообразования в ТЭК, оптимизацию балансов производства и потребления энергоресурсов, осуществление мер по энергосбережению, проведению ежедневного мониторинга состояния в ТЭК.

Потребление топлива в промышленности. Промышленность является главным потребителем топливных ресурсов, на ее долю в 1999г. пришлось 66,2% их общего потребления. Несмотря на подъем пром. производства во II полугодии, в целом в течение 1999г. произошло уменьшение потребления топлива до 115 млн.т., или на 45% по сравнению с 1990г.

В таких секторах, как электроэнергетика, металлургия, производство стройматериалов, слишком высока доля потребления природного газа и нефтепродуктов. Возрастают удельные расходы топлива на производство единицы продукции. Население в связи с недопоставками угля, а также высокой ценой на природный газ и низкой платежеспособностью, ограничило закупку этих видов топлива и было вынуждено увеличить самозаготовку топлива (6 млн.т. условного топлива).

В 1999г. было потреблено 67 млн.т. угля (в т.ч. 18,7 млн.т. шихты на коксование), 86 млрд. куб. м природного газа и 6,8 млн.т. топочного мазута. Характерным для потребления котельно-печного топлива является сохранение высокой доли природного газа и нефтепродуктов в покрытии потребности в нем. Так, в течение первой половины 1999г. доля природного газа и нефтепродуктов в общем топливном балансе составила 59,2%, в т.ч. природного газа — 51,5% и нефтепродуктов — 7,7%, а угля и продуктов его переработки — 29,7%.

В 1999г. на производство электро- и теплоэнергии ТЭС и теплоэнергии котельными было потреблено 39,5% от его общего потребления в У. При этом **значительная доля природного газа потребляется ТЭС и пром. котельными в угольных регионах** (Луганская и Донецкая обл.).

В связи со структурными особенностями экономики (высокий удельный вес металлургии и тяжмаша), использованием значительных объемов устаревшего производственного оборудования и энергоемких технологий, уменьшением загрузки оборудования и ухудшением качества угля существенно возросла общая энергоемкость ВВП страны. **Устойчива тенденция к динамичному сокращению ВВП (на 55,6% за 6 лет) и, в то же время, к стремительному увеличению его энергоемкости (на 51,1% за тот же период)**. Этот фактор в сочетании с фактором падения добычи собственных топливно-энергетических ресурсов обусловит необходи-

мость увеличения объемов импорта топлива в У. в будущем.

Электроэнергетика. Есть 3 группы поставщиков электроэнергии в экономику. В первую группу входят 5 АЭС, объединенных в гос. компанию «Энергоатом», 8 ГЭС, 7 из которых принадлежат акционерной компании «Днепрэнерго» и одна «Днестрэнерго», и 14 ТЭС, объединенных в 4 гос. акционерные энергогенерирующие компании. Во вторую группу входят региональные гос. энергоснабжающие компании, в составе которых находятся 27 ТЭЦ, а также независимые поставщики различных форм собственности. Третья группа включает в себя гос. предприятие «Энергорынок», осуществляющее оперативное руководство на оптовом рынке электроэнергии. Транспортировка электроэнергии осуществляется по сетям гос. компании «Укрэлектротранс», а далее, — по распределительным сетям региональных энергоснабжающих компаний до конечного потребителя.

На начало 1999г. 95,2% энергоблоков ТЭС выработали расчетный ресурс (100 тыс. часов). К 2005г. количество оборудования со сроком эксплуатации 30 и более лет будет составлять 80%. КПД блоков 200 и 300 мвт. находится на уровне 20-30% при расчетном 36%. Экспортные возможности энергокомпаний ухудшились вследствие физ. старения электростанций и ЛЭП и отсутствия топлива для поддержания требуемой европейскими стандартами частоты тока в энергосистеме.

С янв. по нояб. 1999г. производство электроэнергии в У. увеличилось на 0,3% и составило 154 млрд. квтч. Прирост производства обеспечили предприятия минэнерго, выработавшие за 11 мес. 97% всей электроэнергии, а блок-станции низкой мощности, увеличившие в сравнении с 1998г. производство на 19%. Электростанции минэнерго снизили производства электроэнергии на 0,2% — ТЭС произвели 70 млрд. квтч, АЭС — 65 млрд. квтч, ГЭС — 13 млрд. квтч.

В 1999г. за уголь минуглепрома, поставленный на ТЭС, непосредственно деньгами было оплачено 20%, а другими видами платежей (векселя и банковские взаимозачеты) — 65%. С янв. по нояб. 1999г. предприятия Минэнерго потребили 10,6 млрд. куб. м природного газа стоимостью 2 млрд. грн., из которых на конец года было оплачено только 54%. По данным «Энергоатома» в 1999г. было закуплено топлива на 120 млн. долл., из которых на конец года неоплаченными оставались 30 млн. долл. В 2000г. расходы «Энергоатома» по закупке нового и вывозу отработанного топлива составят 256 млн. долл. Снижение производства электроэнергии и кризис неплатежей в отрасли **после разъединения в нояб. 1999г. рос. и украинской энергосистем** переросли в общий кризис энергетической отрасли У.

Разрабатываются 5 проектов с привлечением инвестиций межд. финансовых организаций, а именно: проект развития рынка электроэнергии (заем ВБ 317 млн. долл.), проект реабилитации ГЭС и оптимизации управления ими (заем ВБ 114 млн. долл.), проект реконструкции 4 энергоблока Старобешевской ТЭС (заем ЕБРР в 113 млн. долл.), проект реконструкции блока № 8 Змиевской ТЭС (заем немецких банков в 126 млн. марок), проект реабилитации и расширения централизованного теплоснабжения Киева (заем ВБ 200 млн. долл.). Однако на сегодняшний день проекты

реализуются в условиях отсутствия прочной законодательной базы, что препятствует притоку иностранных инвестиций в электроэнергетику.

Правительство В.Ющенко среди первоочередных реформаторских мер предусматривает введение на срок до 3 мес. моратория на погашение задолженности, образовавшейся к янв. 2000г., аккумуляцию всех средств, поступающих от потребителей за электроэнергию на консолидированных счетах уполномоченных банков.

Большие надежды новое правительство возлагает на приватизацию энергетических предприятий путем передачи генерирующих компаний и облэнерго в управление предпринимательским структурам на тендерной основе. В 1998г. состоялись 9 инвест. конкурсов, от проведения которых было получено 192 млн. грн. Новые собственники обязались вложить до 2003г. инвестиции (погашение просроченной кредиторской задолженности, пополнение оборотных средств, развитие компаний) на 324,8 млн. грн. и 13,3 млн. долл. Инвестиции в 133,6 млн. грн. и 2 млн. долл. уже внесены. Однако на отношение инвесторов к участию в приватизации негативно влияет нестабильность законодательства, вмешательство государства на энергетическом рынке, постоянные разговоры о возможной реприватизации предприятий энергетического комплекса. По данным Фонда госимущества глубина приватизации в энергокомпаниях колеблется от 15 до 75% при средней по отрасли 38,5%. Доля приватизируемых облэнерго в объемах потребления электроэнергии на оптовом рынке не превышает 30%. В 2000г. правительство рассчитывает приватизировать 15 областных энергораспределительных компаний.

До сих пор не выработан механизм имущественной ответственности новых владельцев за невыполнение своих обязательств. Это привело к тому, что среди приватизированных облэнерго уровень оплаты за потребленную электроэнергию в 1999г. составлял порядка 5%, в то время как в гос. облэнерго, при жестких адм. мерах, уровень оплаты банковскими средствами был поднят с 5 до 30-40%. Руководство отрасли серьезно опасается повторения ситуации 1998г., когда вместо стратегических инвесторов в электроэнергетику пришли компании, ставившие задачей получение краткосрочной прибыли. Приватизацию электроэнергетики, по мнению экспертов, необходимо осуществлять в комплексе с другими отраслями экономики, что требует выработки правительством соответствующей стратегии.

Ядерно-энергетический комплекс. Доля АЭС в общем объеме производства электроэнергии составила 43,9%.

В эксплуатации находятся 14 ядерных энергоблоков установленной мощностью 12,8 гвт., из них на 1 нояб. 1999г. работали лишь 9 (плановый ремонт производился на 3 и 4 блоках Запорожской, на 3 Чернобыльской, 3 Ровенской и 2 Южно-Украинской атомных станций).

Из-за перепростоев в ремонте энергоблоков АЭС (в основном ввиду отсутствия свежего ядерного топлива) в 1999г. недопроизведено товарной продукции на 200 млн. грн (по состоянию на 01.12.99г. — около 40 млн. долл.). С 1 янв. 1999г. поставки свежего ядерного топлива осуществлялись из РФ в У. на коммерческой основе (в прошлом — на компенсационной).

Осуществляется строительство объектов Запо-рожской АЭС, а также энергоблоков Ровенской и Хмельницкой станций, имеющих высокий уровень строительной готовности.

УРУГВАЙ

Энергетика-2000

Уругвай является одной из наиболее обеспеченных стран Лат. Ам. по производству и потреблению электроэнергии на душу населения. В 2000г. на электростанциях страны, включая также экспорт и импорт электроэнергии, было выработано 7,833 млрд. квтч. против 7,545 млрд. квтч. в 1999г. В стоимостном выражении продукция отрасли в 2000г. увеличилась на 5,9% по сравнению с 1999г. и составила 843,5 млн.долл. или 4% ВВП Уругвая (в 1999г. — 803,3 млн.долл. или 4% ВВП).

Энергетический баланс Уругвая в 2000г., в квтч.

Производство электроэнергии	1999г.	2000г.
1. УТЕ-всего, в т.ч.....	3.740.543	3.489.855
- ГЭС	2.124.590	3.000.023
- ТЭС	1.615.953	489.833
- дизеля	0	0
2. ГЭС Сальто Гранде	3.272.548	3.103.028
3. Импорт УТЕ	707.640	1.323.016
4. Экспорт УТЕ	166.377	88.095
Всего электроэнергии, поступившей		
в нац. сеть страны	7.544.970	7.882.804

Источники: данные УТЕ

ГЭС «Сальто Гранде» является совместной аргентинско-уругвайской ГЭС, управляемой Смешанной тех. комиссией. 48% всей заработанной электроэнергии со станции поступает в уругвайскую нац. сеть, а 50% — в аргентинскую. При электроэнергии, а также при крупных авариях в энергосистемах, обе страны импортируют электроэнергию друг другу.

В соответствии со статистическими данными Нац. Администрации Уругвая по транспортировке и распределению электроэнергии (УТЕ), все ГЭС страны («Терра», «Байгория», «Конститусьон», включая уругвайскую часть ГЭС «Сальто Гранде», произвели в 2000г. 6 млрд. квтч., что составило 78% от всей выработанной электроэнергии (в 1999г. 5,4 млрд. квтч. или 71,6%). Выработка электроэнергии на ТЭС («Хосе Батле и Ордонес» и «Ла Таблада») составила 489,8 тыс.квтч. или 6% от всей выработанной электроэнергии, против 1,616 млрд. квтч. или 21,4% в 1999г. Импорт электроэнергии Уругвая в 2000г. (с учетом экспорта) вырос до 1 млрд. квтч. и составил 16% от объема электроэнергии, поступившей в нац. сеть, против 541,3 млн. квтч. или 7,2% в 1999г.

Установленные мощности всех электростанций Уругвая в 2000г. составляют в целом 2087 мвтч., из них ГЭС — 1524 мвтч., ТЭС — 563 мвтч..

Несмотря на то, что Уругвай одна из наиболее обеспеченных стран Лат. Ам. по потреблению электроэнергии на душу населения (2300 квт), страна значит. отстает в этом аспекте от Европы и США, которые имеют соответственно свыше 9 тыс.квт. и 12 тыс.квт. на чел.

Рост потребления электроэнергии в Уругвае ежегодно составляет 5% (в 2000г. — 4,7%), что заставляет правительство Уругвая постоянно вырабатывать меры по расширению энергетического баланса страны.

В соответствии с этими мероприятиями ведутся работы по направлениям: строительство новых энергетических объектов; реконструкция построенных ранее энергетических объектов и перевод их на новые более дешевые виды топлива; объединение энергосистем стран-членов Меркосур; расширение объемов использования альтернативных источников получения электроэнергии; демонополизация энергетического рынка Уругвая с целью расширения участия в нем частного капитала.

Что касается строительства новых энергетических объектов, Нац. Администрация Уругвая по транспортировке и распределению электроэнергии (УТЕ) планирует: построить 2 новые ТЭС в г.Пайсанду; реконструировать ТЭС «Батле и Ордонес» и «Ла Таблада» в г.Монтевио; построить 6 турбину первой станции, работающую на газе, и начать строительство новой ЛЭП (совместно со станцией преобразования частоты тока с 50 гц до 60 гц) от г.Касабланка (департамент Пайсанду) до границы Бразилии с целью соединения ее с энергосистемой этой страны. Новая ЛЭП будет способна транспортировать электроэнергию до 1000 мвт. в обоих направлениях.

В начале авг. 2000г. УТЕ подписало предварительное соглашение об образовании частного консорциума с двумя межд. компаниями (Испанской фирмой Endesa и франц. фирмой Alstom) по строительству новой ТЭС в г.Касабланка (департамент Пайсанду) мощностью 800 мвт., работающей на газе, и предназначенной для экспорта электроэнергии в Бразилию.

При этом каждый из участников образованного частного консорциума будет иметь равный пакет акций (33,33%). Стоимость всего прокта, включая строительство станции, ЛЭП, станции преобразования частоты тока, составит 730 млн.долл. Из них 330 млн.долл. предназначены для ТЭС и 400 млн.долл. для ЛЭП.

Ввод в действие новой ТЭС планируется через 3г.

В предварительном соглашении были согласованы, помимо строит. работ, отдельные обязанности для каждого из 3 участников консорциума:

— УТЕ — завершить строительство газопровода от провинции Энтре Риос (Аргентина) до г.Касабланка (департамент Пайсанду (Уругвай); участок газопровода до строит. площадки станции, предоставить земельный участок под строительство станции и получить подтверждение правительства Уругвая об объявлении проекта объектом «нац. интереса».

— ENDESA — осуществлять продажу 800-1000 мвтч. электроэнергии в Бразилию и Аргентину, а также поставки прир. газа из Аргентины.

— ALSTOM — обеспечить получение лучших условий финансирования проекта, при этом гарантом полученных кредитов будет служить сама станция; завершить строительство станции преобразования частоты тока в г.Ривере для соединения энергетических сетей Уругвая и Бразилии.

Все 3 предприятия имеют право в рамках консорциума подписывать контракты на поставку прир. газа из Аргентины через фирмы, которые образованы ими в этой стране.

Если строительство ТЭС в г.Касабланка предназначено, в основном, для экспорта электроэнергии в рамках регионального блока Меркосур, что составит ежегодно сумму в 230 млн.долл., то стро-

ительство второй ТЭС в г.Пайсанду мощностью свыше 140 мвт. должно обеспечить Уругваю нехватку электроэнергии, которая составляет в стране 360 мвт. Всего на строительство второй ТЭС выделяется 47 млн.долл., причем, первые инвестиции в 2 млн.долл. УТЕ планирует на 2001г., а остальные 45 млн.долл. на 2002г. Ввод в действие ТЭС планируется на начало 2003г.

Одновременно со строительством новых ТЭС, работающих на прир. газе, УТЕ предусматривает реконструировать и ввести новые мощности, работающие на прир. газе на ТЭС «Батле и Ордонес» и «Ла Таблада».

Реконструкция ТЭС «Батле и Ордонес» и строительство новой 6 турбины, работающей на прир. газе, будет длиться в течение 3 лет и потребует инвестиций в 140 млн.долл. Для реконструкции ТЭС «Ла Таблада» планируется выделить 15 млн.долл.

Использование альтернативных источников выработки электроэнергии в Уругвае не имеет широкого распространения. В Уругвае электрифицировано 97% территории страны, однако остались участки, особенно в сельской местности, до которых еще не дошла электрическая энергия. Это открывает возможность применения альтернативных источников энергии, в т.ч. ветряные установки, применение солнечных батарей или их совместное использование.

Что касается использования энергии ветра, то уругвайские экономисты считают, что в недалеком будущем более 80% внутреннего потребления энергии в стране будет базироваться именно на применении этого вида энергии. В Уругвае с фин. помощью УТЕ в департаменте Мальдонадо установлена первая ветряная установка мощностью 700 квтч.

Производством и распределением электроэнергии в Уругвае занимается Нац. Администрация по транспортировке и распределению электроэнергии (УТЕ), которая до 1997г. монопольно представляло государство на рынке электроэнергии. Монополия УТЕ была поколеблена в 1997г. с утверждением парламентом страны нового закона об электричестве, в соответствии с которым частному капиталу предоставили право: осуществлять строительство новых станций; продавать выработанную электроэнергию, а затем и покупать ее в др. странах; транспортировать электроэнергию, используя для этой цели ЛЭП, принадлежащие УТЕ, и оплачивать тарифы, установленные этим предприятием. Однако реализация этих возможностей не востребовалась частным капиталом, и только подписание УТЕ соглашения о создании консорциума по строительству новой ТЭС в г.Касабланка, одновременно со строительством ЛЭП, соединяющей энергосистемы Уругвая с Бразилией, стало первой попыткой частного капитала реализовать свои права.

Положит. баланс бюджета УТЕ на 2000г. составил 170 млн.долл., что на 33% превышает уровень положит. баланса УТЕ на 1999г. (128 млн.долл.). Такой итог года для УТЕ явился следствием работы предприятия, направленной на снижение тарифов за пользование электроэнергией, а также ряда др. мероприятий, в т.ч. снижения стоимости выработки электроэнергии, полученной возможности закупать электроэнергию из др. стран самим УТЕ, а не по договоренности между правительствами Уругвая и соседних стран региона, в результате че-

го цены на электроэнергию оказывались значит. выше мировых цен. Данное обстоятельство позволило УТЕ увеличить объемы импорта электроэнергии в 2000г. из Аргентины в Уругвай по более низким ценам, чем производить электроэнергию на ТЭС страны по более высоким ценам вследствие повышения цен на нефть на мировом рынке. Если в 1999г. УТЕ закупило в Аргентине электроэнергию на 26,2 млн.долл., то в 2000г. стоимость этих закупок выросла до 43,3 млн.долл. Это мероприятие позволило УТЕ в 2000г. сократить на 52% расходы в долл. на закупку нефти на мировом рынке, по сравнению с 1999г. Другим фактором уменьшения тарифов за пользование электроэнергией в 2000г. стало сокращение на 17,7 млн.долл., по сравнению с 1999г., расходов на рабочую силу, что позволило руководству УТЕ улучшить производительность труда на предприятии. В течение последней пятилетки количество работающих в УТЕ сократилось с 13 тыс.чел. в 1995г. до 7 тыс.чел. в 2000г., что позволило руководству УТЕ уменьшить долю стоимости рабочей силы в общем объеме стоимости тарифов за пользование электроэнергией в Уругвае до 13% против 21% в 1995г. В результате, несмотря на повышение потребления электроэнергии в 2000г. на 4,7%, повышение тарифов в уругвайских песо за пользование электроэнергией в 2000г. оказалось ниже уровня инфляции в стране (5,05%), что означает реальное снижение тарифов в долл., по сравнению с пред.г.

ГЭС «Сальто Гранде», управляемая Смешанной аргентино-уругвайской тех. комиссией, являясь независимой от УТЕ организацией на уругвайском энергетическом рынке, выработала в 2000г. 7,82 млрд. квтч., из которых 48% электроэнергии (3,1 млрд. квтч.) поступили в энергосистему Уругвая.

Руководство Смешанной комиссии продолжает работу по замене всех японских трансформаторов на станции (14 шт) из-за дефектов в их изготовлении.

Торги на поставку трансформаторов для ГЭС «Сальто Гранде» выиграло АО «Энергомашэкспорт», представляющее Запорозкий трансформаторный завод (Украина). Однако по требованию комиссии АО «Энергомашэкспорт» должно было разделить пополам поставку трансформаторов украинского производства с испанской фирмой АВВ, занявшей 2 место в торгах.

Если трансформаторы украинского производства были поставлены в установленный контрактом срок и своевременно смонтированы на электростанции, то в отношении трансформаторов испанского производства руководство Смешанной комиссии было вынуждено предъявить ряд претензий как по срокам поставки трансформаторов (дек. 1999г.), так и к их качеству. Уровень потерь энергии в испанских трансформаторах оказался выше уровня, установленного Комиссией, на торгах. В то же время свои претензии на участие в поставках трансформаторов предъявила австрийская фирма Va Tesh, которая, так же как испанская фирма, заняла второе место на торгах.

Энергетика-1999

В 1999г. на электростанциях страны было выработано 7,05 млрд.квтч. (8,94 в 1998г.). Основной причиной такого значительного понижения выработки электроэнергии стала продолжитель-

ная засуха в течение всего года, которая вызвала понижение уровня воды в водохранилищах ГЭС. В стоимостном выражении продукция отрасли уменьшилась на 3,11% по сравнению с 1998г., что составило 901,8 млн.долл. или 4.51% от ВВП (929,8 млн.долл. в 1998г.).

Энергетический баланс складывался следующим образом: ГЭС на р.Рио-Негро («Терра», «Байгория», «Конститусьон») – 43,5%; ТЭС («Хосе Батле и Ордонес», «Ла Таблада») – 3,8%; совместная аргентино-уругвайская ГЭС «Сальто Гранде» – 51,8%; импорт электроэнергии из Аргентины – 0,9%.

ГЭС «Сальто Гранде», являющаяся самой крупной в Уругвае, 48% выработанной энергии поставляет в Уругвай, а 52% – в энергосистему Аргентины. При нехватке электроэнергии, а также при авариях в энергосистемах, обе страны импортируют электроэнергию друг у друга.

В 1999г. все ГЭС страны (включая уругвайскую часть ГЭС «Сальто Гранде» и импорт из Аргентины) произвели 5,4 млрд.квтч., что составило 76,6% от всей выработанной электроэнергии, против 8,6 млрд.квтч. в 1998г. Выработка электроэнергии на ТЭС в свою очередь достигла 1,62 млрд.квтч. против 0,33 млрд.квтч. в 1998г. Таким образом, уругвайское правительство компенсировало нехватку электроэнергии, полученной на ГЭС увеличением ее производства на ТЭС и импортом из Аргентины.

Установленные мощности электростанций на 1999г. составляют в целом 2087 квтч., из них ГЭС – 1524 квтч., ТЭС – 563 квтч. Альтернативных источников получения электроэнергии очень мало. Электрифицировано 97% всей территории страны. Рост потребления электроэнергии ежегодно составляет 5%, что заставляет правительство Уругвая постоянно вырабатывать меры по расширению энергобаланса: работы по объединению энергосистем Уругвая, Бразилии, Аргентины и Парагвая; строительство новой ТЭС на дешевом природном газе в районе г.Пайсанду; строительство высоковольтной ЛЭП от ТЭС «Ясирета» до ГЭС «Сальто Гранде», которая дает Уругваю доступ к электроэнергии из Парагвая; реконструкция ТЭС с учетом их перевода на более дешевые виды топлива (природный газ).

Производством и распределением электроэнергии в Уругвае занимается УТЕ, которая до 1997г. монопольно представляла государство на рынке электроэнергии. Монополия УТЕ была поколеблена в 1997г. с выходом нового «Закона об электричестве», в соответствии с которым частному капиталу разрешалось участвовать в выработке электроэнергии в стране. Затем крупным потребителям было дано право покупать электроэнергию в других странах (пока этот процесс начался только с Аргентины) и транспортировать ее по ЛЭП, принадлежащим УТЕ. Однако реализация этих возможностей не началась, и УТЕ продолжает оставаться монополистом на энергетическом рынке. Защита принятого в 1997г. вышеупомянутого закона стала полит. делом правительства Сангинетти. Профсоюзный комитет рабочих и служащих УТЕ дважды при поддержке Народного фронта (в марте и июне 1998г.) проводил всенародные опросы с целью проведения референдума об отмене этого закона, однако набрал 25% от нужного количества голосов.

В конце 1999г., в рамках дальнейшего процесса либерализации электрического рынка в Уругвае, уже само УТЕ предложило ряд мер, которые, по их мнению, должны повысить конкурентоспособность предприятия. Одним из них стало предложение о разделении УТЕ на три самостоятельных предприятия: по выработке, по передаче и по распределению электроэнергии потребителям. Все 3 предприятия будут работать на рынке наряду с частными фирмами. Вторым предложением стало дальнейшее сокращение аппарата предприятия. В течение последней пятилетки количество работающих в УТЕ сократилось с 13 тыс.ч. в 1995г. до 7 тыс.ч. в 1999г. Планируется сократить еще 1 тыс. служащих. Все это позволит УТЕ уменьшить стоимость тарифов, т.к. доля стоимости рабочей силы в них составляет 13% (в 1995г. – 21%).

Дальнейшее развитие энергетики в Уругвае напрямую связано с развитием сети газопроводов и переход ТЭС на более дешевое топливо – **природный газ, поступающий из Аргентины**. В г.Пайсанду уже начались работы по строительству газопроводов для распределения газа, поступающего из аргентинской пров.Энтре Риос. Работы ведет концерн Conecta, состоящий из испанской фирмы Union Cenosa, ам. Sempra Energy и уругвайского гос.предприятия АНКАП. Концерн в течение 5 лет планирует инвестировать в строительство сети газопроводов 160 млн.долл. Одновременно завершаются последние мероприятия по началу строительства газопровода Cruz del Sur, соединяющего гг.Буэнос-Айрес и Монтевидео. Работы будет осуществлять концерн, состоящий из корпораций British Gas, Panamerican Energy, Bidas и АНКАП. В строительство газопровода планируется инвестировать более 100 млн.долл.

Финляндия

Энергетические технологии. В Ф. потребление энергии на душу населения – одно из наиболее высоких среди стран ОЭСР, что объясняется наличием большого количества энергоемких производств и развитой транспортной инфраструктуры. В связи с этим разработка и совершенствование технологий эффективного производства и использования энергии являются здесь особо актуальными. При госбюджетной фин. поддержке, осуществляемой через Финское нац. агентство по развитию технологий (ТЕКЕС), реализуются:

1. «Технологическая программа по двигателям» – Promotor (срок реализации: 1998-2003гг.). Цели: разработка новых, конкурентоспособных на мировом рынке видов топлива, двигателей внутр. сгорания и их компонентов, обеспечивающих уменьшение выбросов вредных веществ в атмосферу; повышение энергетической эффективности двигателей внутр. сгорания; поддержка малых и средних предприятий, работающих в области, охватываемой программой; подготовка нац. экспертов, специализирующихся в измерит. методах, вычислительной технике и электронике. Бюджет программы – 175 млн. фmk, в т.ч. от ТЕКЕС поступает 10-15 млн. фmk ежегодно. Треть финансирования направляется на исследоват. проекты, реализуемые в НИИ, две трети – на проекты пром. компаний.

2. «Исследоват. программа по ядерной энергии» – FFUSION-2 (1999-2002гг.). Является продолжением аналогичной программы FFUSION,

выполнявшейся в 1994-98гг. Цели: НИОКР в области плазменных процессов, разработка новых материалов для реакторов, исследование свойств сверхпроводников, совершенствование систем дистанционного управления и контроля состояния реакторов; вклад в создание европейского экспериментального реактора по программе ITER. Бюджет – 90 млн. фmk.

3. «Материалы для энергетических технологий» – KESTO (1997-2001гг.). Цели: повышение межд. конкурентоспособности финских компаний, производящих оборудование для энергетики; снижение себестоимости производимой в Ф. энергии; снижение эмиссии «парниковых» газов в атмосфере. Бюджет – 6 млн. фmk.

4. «Моделирование процессов горения» – CODE (1999-2002гг.). Цели: оптимизация методов моделирования процессов в камерах сгорания; совершенствование программного обеспечения, применяемого при моделировании процессов горения. Бюджет – 70 млн. фmk, половина – от ТЕКЕС.

5. «Отходы – в топливо и энергию» (1998-2001гг.). Цели: совершенствование методов использования вторичного сырья; развитие методов локальной и пром. сортировки отходов; совершенствование методов получения «вторичного» топлива и энергии из отходов различного происхождения. Бюджет – 100 млн. фmk.

6. «Древесная энергия» (1999-2003гг.). Цели: совершенствование технологий сжигания древесины с максимальным КПД; развитие методов использования древесной стружки и др. отходов, а также древесины мелких деревьев; совершенствование методов хранения древесины и контроля ее качества. Бюджет – 250 млн.фmk, в т.ч. от ТЕКЕС – 50 млн.фmk.

Энергетика

Энергоресурсы. Гл. видами местных источников энергии являются древесина, гидроэнергия и торф, ископаемых источников энергии и урана нет, поэтому страна, в значит. степени, зависит от импортных источников энергии, таких, как нефть, газ, уголь, ядерное топливо. В 2000г. в Ф. в целом была использована энергия в 31,5 млн.т. в нефтяном эквиваленте, что на 1,1% больше, чем в 1999г.

Потребление энергоносителей в целом и по источникам энергии

	млн.тнэ.		изм. в потреб. (%)	Доля ист-ка энергии (%)	
	1999г.	2000г.		1999г.	2000г.
Нефть	8,7	8,5	-2,1	28	27,0
Древесина	2,7	2,7	0	8,7	8,4
Атомная энергия	5,8	5,6	-2	18,7	17,5
Уголь	3,6	3,8	+2	11,6	11,9
Газ прир.	3,3	3,6	+8	10,7	11,2
Торф	1,7	3,3	+50	5,1	10,3
Гидроэнергия	1,1	1,4	+21	3,5	4,4
Импортир. эл.энерг.	0,9	0,9	0	2,9	2,8
Др. источники энергии ..	0,2	0,2	0	0,6	0,6
Всего	31,1	31,5	+1,1	100	100

* В 1997г. была проведена реформа статучета, и, в соответствии с межд. практикой, 1 ТНЭ (тонна в нефтяном эквиваленте) принята за одну тонну сырой нефти и равняется 41,868 GJ.

Основным потребителем энергоресурсов в Ф. является промышленность. Доля промышленности в энергопотреблении составляет 55%, что является следствием исторического развития финской

экономики, основой которой является энергоемкая промышленность. Наряду с затратами на приобретение сырья и заработную плату, расходы на энергообеспечение являются наиболее существенными для многих финских лесоперерабат., хим. и др. предприятий. Энергопотребление в промышленности страны, рассчитанное на душу населения, с учетом указанной выше специфики, является самым высоким в мире.

Структура использования энергоносителей в промышленности Ф. за последние 20 лет существенно изменилась. Потребление жидких энергоносителей резко упало и составляет 10%, что является наиболее низким показателем среди индустриально развитых стран. Важным источником энергии для промышленности в последние годы стал природный газ, доля которого в энергопотреблении промышленности достигла 11% (в 1980г. – 5%).

В последние годы финская промышленность становится лидером в мире по изысканию способов использования восстановленной биомассы. Особенно здесь следует отметить леспром, который использует в большом количестве побочные продукты деревообработки для получения энергии. Такие виды топлива на базе древесины как черный щелок, кора и др. отходы, являются заметными источниками энергии для финской промышленности. Древесные отходы и жидкие отходы, имеющие древесное происхождение, покрывают до 25% потребности промышленности в энергоносителях. Финская промышленность имеет также давние традиции в использовании гидроэнергии и в комбинированной выработке тепла и электроэнергии. Комбинированный метод широко используется в Ф. для производства технологического пара и электроэнергии.

Ядерная энергия является вторым по значению источником энергии для Ф. и используется промышленностью страны в основном для покрытия базовых нагрузок, имеющих место в производствах с непрерывными процессами. Ядерные энергоблоки АЭС «Олкилуото» и АЭС «Ловиза» выработали в 2000г. в общей сложности 21 млрд. квтч. электроэнергии или 28% всей электроэнергии, произведенной в Ф.

Как отмечалось выше, Ф. импортирует практически все важные виды энергоносителей, значит. долю в импорте страны энергоносителей составляют нефть и нефтепродукты. В 2000г. общее количество сырой нефти и нефтепродуктов, импортированных в Ф., составило 13 млн.т.

Импорт сырой нефти по странам происхождения (1000т.)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Россия	1424	1789	3447	4466	4941	4900
Норвегия	3277	2325	2610	3185	2765	2319
Великобритания	2585	3311	1196	754	716	921
Дания	652	1240	949	2317	2437	2354
Казахстан	78	597	1184	428	321	47
Прочие	109	49	90	277	-	-
Итого	8125	9430	9476	11427	11180	10586

Импорт дизтоплива и газойля по странам происхождения (1000т. и%)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Россия	1061	1208	1178	1199	374	927
Норвегия	171	200	0	38	58	24
Дания	20	39	1	0	64	6,4
Швеция				60	482	222
Итого	1488	1659	1624	1848	978	1180

Импорт мазута по странам происхождения (1000т.)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Россия	1044	1429	1179	385	0	236
Норвегия	-	112	9	30	272	89
Дания	150	93	134	182	0	63
Швеция	185	126	223	346	29	302
Казахстан	32	32	8	0	0	0
Прочие	104	31	5	8	2	0
Итого	1515	1823	1558	951	303	689

Крупнейшим поставщиком сырой нефти и нефтепродуктов в 2000г. продолжала оставаться Россия: 6 млн.т. сырой нефти и нефтепродуктов, включая бензин.

Единственной компанией, осуществляющей переработку сырой нефти, поступающей в Ф., является гос. концерн «Несте», имеющий два НПЗ в г.Наантали (сооружен в 1957г., мощность переработки – 2,5 млн. сырой нефти в год) и в г. Порвоо (сооружен в 1966г., первоначальная мощность переработки – 12,5 млн.т. сырой нефти в год, после реконструкции, проведенной в 1989г. мощность по первичной переработке сокращена до 8,5 млн.т.). Кроме установок первичной переработки нефти (атмосферно-вакуумная трубчатка), на заводах сооружены установки каталитического и термокatalитического крекинга, гидрокрекинга, риформинга, установки по производству битума. В число фирм, занимающихся реализацией нефтепродуктов на рынке Ф., входят АО «Тебойл» и «Суомен Петрооли» с участием рос. капитала.

Кроме поставок нефтепродуктов на внутр. рынок, Ф. осуществляет экспорт продуктов нефтепереработки в другие страны. **В 2000г. Ф. экспортировала 3558 тыс.т. нефтепродуктов**, в т.ч. 1576 тыс.т. бензина, 1848 тыс.т. дизтоплива и газойля, 328 тыс.т. реактивного топлива и 134 тыс.т. прочих нефтепродуктов.

Основные объемы нефтепродуктов – 3,4 млн.т. были экспортированы в европейские и прибалтийские страны, 0,25 млн.т. – в др. страны мира. Крупнейшими импортерами нефтепродуктов из Ф. в 2000г. являлись Швеция (721 тыс.т.) и США (300 тыс.т.).

Еще одним значит. источником покрытия энергетических потребностей Ф. является уголь, используемый для производства электроэнергии и в метпроизводстве. Годовая потребность Ф. в среднем составляет 5 млн.т. энергетических и 1,3-5 млн.т. металлургических углей, которая в предыдущие годы в объеме 3-5 млн.т. покрывалась поставками из бывшего СССР и, гл. образом, из России. В Ф. существует спец. организации, осуществляющей координацию действий импортеров угля на рынке страны. Указанные закупки производят такие крупные фирмы, как «АСПО», «Финнкол», входящая в состав энергетического концерна «Похьелан Войма», муниципальные и гор. компании, крупнейшая энергетическая компания Ф. «Фортум». Коксующийся уголь для нужд своего метпроизводства импортирует фирма «Раутаруукки».

В 2000г. Ф. импортировала 4,6 млн.т. энергетического угля (1999г. – 3,591 млн.т.). Снижение объемов импорта в 1999г. было частично вызвано введением в Ф. с янв. 1998г. нового порядка обеспечения нормативных запасов угля на ТЭС, предусматривающего сокращение таких запасов. Последствия такого изменения явились причиной

22% сокращения в 1999г. в целом по Ф. объемов закупки угля, ввиду наличия возможности использовать еще имеющиеся запасы.

Потребность энергетики в угле и др. видах топлива определяется, как правило, текущей конъюнктурой рынка. Многие ТЭС Ф. имеют возможность сжигания в энергетических котлах различных видов топлива, что определяет соответствующие колебания в динамике импорта энергоносителей, в т.ч. и угля.

Концерны «Фортум», «Похьелан Войма» и крупнейшая из муниципальных энергетических компаний «Хельсингин Энергия» закупают до 38% общего объема потребления энергетических углей в стране.

Основные поставки угля для компаний «Фортум», «Похьелан Войма» и «Хельсингин Энергия» осуществлялись из Польши, США, России. Рос. уголь поставлялся как рос. организациями, так и фирмами некоторых западноевропейских стран.

Финские энергетические компании и концерн «Раутаруукки» заинтересованы в увеличении поставок угля из России, однако, по их мнению, значит. более низкий, чем прежде, уровень объемов поставляемого из России угля вызван след. причинами: ужесточением требований к качеству поставляемых в Ф. углей (калорийность, зольность и содержание серы); кризисное состояние в целом рос. угледобывающих предприятий; ограниченность ресурсов; отсутствие достаточного опыта и практики внешнеэконом. деятельности у ряда организаций-экспортеров, невыполнение некоторыми из них своих контрактных обязательств; нерентабельность поставок угля на значит. расстояния по железной дороге из-за высоких ж/д тарифов.

Наиболее крупными экспортерами энергетических углей в Ф. являются Польша и Россия, которые поставили в Ф. в 2000 3,5 млн.т. угля.

Импорт энергетического угля (1000т.)

	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
Польша	2501	3425	4402	2809	1639	1652
Россия	1545	1443	1357	777	1472	1887
США	1155	638	612	419	312	214
Др. страны	532	609	1069	608	158	81
Всего	5821	6142	7440	4613	3591	4618

Важным источником энергоснабжения Ф. является также прир. газ, потребности Ф. в котором удовлетворяются за счет его импорта.

Единственным экспортером прир. газа в Ф. является Россия, поставки из которой практически полностью покрывают потребности страны в данном виде природного топлива. С 1974г. по 2000г. включительно в Ф. было поставлено 55,3 млрд.куб.м. природного газа, в т.ч., **в 2000г. – 4,3 млрд.куб.м.** Потребление прир. газа в Ф. в 2000г. составило более 3,6 млн. ТНЭ.

В 2000г. доля прир. газа в общем потреблении первичных видов энергии Ф. составила 11%. Структура потребления прир. газа в стране значит. отличается от др. западноевропейских государств.

Основными потребителями газа в Ф. являются:

1. Крупные предприятия различных отраслей промышленности страны (45%), в т.ч.: леспрома – 30%; химпрома – 10%; др. отраслей промышленности – 5%;

2. Компании по производству тепла и электроэнергии (55%), в т.ч.: комбинированному производству тепловой и электроэнергии – 38%; произ-

водству электроэнергии – 7%; производству тепла для муниципального теплоснабжения – 5,1%; производству тепла и горячему водоснабжению тепличных хозяйств и др. потребителей – 5,5%.

В отличие от др. стран Зап. Европы, доля мелких потребителей прир. газа в общем объеме его потребления в Ф. составляет всего лишь 2%.

Поставки прир. газа на рынок Ф. с июля 1994г. осуществляется созданное концерном «Газпром» (Россия) и «Фортум» (Ф.) АО «Газум». 25% акций указанной компании принадлежит концерну «Газпром». Экспорт прир. газа из России в Ф. осуществляется в соответствии с долгосрочным контрактом, подписанным 12.03.94г. ВЭП «Газэкспорт», входящим в состав концерна «Газпром», и фирмой «Фортум». Контрактом, действие которого распространяется 1994-2014г., предусмотрено увеличение поставок рос. газа в Ф. до 7,7 млрд.куб.м в 2014г.

Производство и потребление электроэнергии. В значит. мере зависят от темпов роста экономики страны, ее структуры, реализации мер по энергосбережению, наличия энергоресурсов.

Позитивные процессы в экономике Ф., быстрое развитие производства в экспортных отраслях промышленности, в первую очередь в металл- и лесоперерабат., вызвали соответствующее увеличение потребления в стране энергоресурсов в целом, в т.ч. и электроэнергии.

Доля энергетического сектора в целом в ВВП Финляндии, несмотря на его важность для экономики страны, лишь незначит. превышает 2%.

В 2000г. на электростанциях Ф. было выработано 67,2 млрд.квтч. электроэнергии. Потребление электроэнергии составило 79,1 млрд.квтч., импорт – 11,9 млрд.квтч., в т.ч. из России – 4,5 млрд. квтч. (снижение объемов – 13%).

Динамика производства, импорта, потребления и экспорта электроэнергии (млрд.квтч.)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Россия	1424	1789	3447	4466	4941	4900
Производство	60,5	66,4	65,9	67,3	66,7	67,2
на ГЭС.....	12,8	11,7	11,8	14,8	12,5	4,4
на АЭС	18,1	18,7	20	21	22,1	21,6
на комбинированных, конденсатных тепловых и газотурбинных электростанциях.....	29,6	36	34,1	32	32	3229,6
Импорт, в т.ч.:.....	8,5	5,4	8,1	9,6	11,4	11,9
из России	4,8	4,7	4,3	4,8	5,2	4,5
из Швеци. и Норв.....	3,9	4,2	4,5	4,9	4,4	7,4
Экспорт.....	0,3	1,7	0,5	0,3	0,2	0,2

Для обеспечения бесперебойного снабжения электроэнергией некоторые отрасли промышленности, в частности, леспром, создали свою систему ее производства. Примером тому являются многочисленные электростанции при пром. предприятиях, а также энергетические компании, создаваемые совместно несколькими предприятиями.

В целом Ф. по потреблению электроэнергии на душу населения входит в пятерку ведущих западноевропейских стран, в которых уровень потребления в расчете на 1 чел. в год превышает 10 тыс.квтч.

В Ф. работают 400 электростанций различного типа, обеспечивающих тяжелую промышленность, сельское хозяйство, др. отрасли промышленности и население страны как электрической, так и тепловой энергией. Общий объем установленных мощностей составляет 15 тыс.мвт. Электростанции принадлежат более чем 130 гос., муниципальным частным компаниям, пром. предприя-

тиям и др. организациям, занимающимся производством, импортом и реализацией электроэнергии.

В число 11 крупнейших энергетических компаний, на долю которых приходится более 95% всей электроэнергии, производимой в Финляндии, входят энергетические управления г.г.Эспоо, Ван-таа, Куопио, Оулу, Тампере, компании «Муссалон Хейюройма», «Васкилуодон Войма», удельный вес в производстве электроэнергии которых составляет 20%, а также фирмы «Фортум», «Теоллисууден Войма», «Похьелан Войма» и энергоуправление г.Хельсинки, на энергомощностях которых вырабатывается 80% электроэнергии, производимой в стране. Последние 4 компании владеют наиболее крупными ТЭС и АЭС в Ф.

В 1995г. в Ф. произошли достаточно существенные изменения в системе реализации электроэнергии потребителям. С 1 июня 1995г. в стране вступил в силу закон (Market Act), направленный на полную либерализацию рынка электроэнергии в Ф. и, в соответствии с которым, с нояб. 1995г. все пром. предприятия, фирмы и организации, закупающие электроэнергию в объеме не менее 500 квтч. в год имеют право выбора поставщика электроэнергии, который выбирается на конкурентной основе.

С 1997г. все остальные потребители электроэнергии, включая мелкие фирмы и индивидуальных пользователей, также имеют возможность такого выбора. Целью реформы рынка электроэнергии является улучшение его функционирования, повышение эффективности работы и конкурентноспособности финских фирм – производителей электроэнергии, компаний, занимающихся эксплуатацией энергосистем и реализацией электроэнергии потребителям.

В соответствии с предполагаемыми темпами развития экономики страны и предусмотренной правит. программой экономии электроэнергии, по уточненным расчетам МТП Ф., ожидается, что потребление электроэнергии к началу 2010г. может составить 91 млрд.квтч.

Часть дефицита предполагается покрыть за счет строительства электростанций на коммерческой основе. Кроме того, планируется, что ряд электростанций будет построен с частичным использованием бюджетных ассигнований. Речь идет, в первую очередь, о ТЭС, ГЭС, торфяных и ветряных электростанциях. Вопрос развития атомной энергетики также продолжает оставаться актуальным для экономики страны.

АЭС «Ловиза» и в 2000г. продемонстрировала, по оценке финнов, хорошие эксплуатационные показатели, что позволяет ей оставаться в числе лучших АЭС в мире. В 2000г. средний коэффициент в целом по АЭС «Ловиза» составил 93%.

В 2000г. на АЭС «Ловиза» из России поставлены две партии свежего топлива (20,5 т.) на 22 млн.долл., а также продолжается оказание рос. организациями тех. содействия в сервисном обслуживании блоков АЭС. По линии АО «Атомстойэкспорт» были осуществлены поставки запчастей на незначит. сумму; увеличились прямые закупки запчастей у заводов-поставщиков, а также в ряде стран-бывших членов СЭВ, которые закрыли свои программы атомной энергетики или закрыли АЭС по рос. технологии (Польша, Германия). Кроме

того, увеличились поставки запчастей в Ф. с заводов «Шкода» в Чехии, которые во времена СЭВ производили аналогичное оборудование.

Что касается многолетней практики вывоза отработанного ядерного топлива с АЭС «Ловиза» в Россию, то в связи с принятием в Ф. в 1996г. закона, запрещающего вывоз за рубеж ядерных отходов с финских АЭС, сотрудничество в этой области с 1996г. прекращено. В 1995г. компания «Фортум» и компания «Теоллисууден Войма», входящая в состав концерна «Похьелан Войма», заключили соглашение о создании совместной фирмы – «Посива» по утилизации отработанного ядерного топлива с АЭС «Ловиза» и «Олкилуото». Указанная компания начала свою работу в янв. 1996г. В июне 1998г. состоялось офиц. открытие подземного хранилища ядерных отходов «Фортум» с низкой и средней степенью радиоактивности. Оно использовалось и в 1997г., но офиц. разрешение Госсовета поступило в июне 1998г. Строительство хранилища было начато в 1993г. и обошлось в 80 млн. фмк. Подземное хранилище находится на глубине 110 м. и будет использоваться и охраняться до 2055г., после чего хранилище будет закрыто окончательно.

Несколько лет назад рос. организациями совместно с фирмой «Фортум» была начата работа над созданием усовершенствованного проекта АЭС с реактором ВВЭР на 1000 мвт. повышенной безопасности, полностью соответствующего современным межд. нормам. Этот проект был рассмотрен и одобрен гос. органами Ф., регулирующими вопросы ядерной безопасности.

Однако планы строительства указанного энергоблока в Ф., имевшиеся у финского правительства и поддерживаемые пром. кругами, натолкнулись на противодействие парламента Ф. Вопрос строительства 5 блока АЭС был временно отложен.

В 2000г. в Ф. продолжалась работа по подготовке к принятию принципиального решения о сооружении новой АЭС. Основная работа по подготовке решения началась после парламентских выборов 1999г. Рос. организации уже выразили заинтересованность принять участие в торгах по выбору поставщика, если принципиальное решение будет принято.

Финская сторона продолжает оказывать научно-тех. помощь в повышении ядерной безопасности на рос. АЭС, находящихся в непосредственной близости от финских границ (Кольской и Ленинградской).

Важной составляющей в развитии сотрудничества между Россией и Финляндией в области атомной энергетики является разработка проекта АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000 по рос. технологии для использования в третьих странах, в частности, для КНР. В разработке такого проекта, получившего название ВВЭР-91, принимают участие специалисты концерна «Фортум». В 2000г. продолжались работы с участием финской фирмы «Фортум инжиниринг» по разработке техпроекта ВВЭР-91 для АЭС в г.Ляньюньган в пров.Цзяньсу (300 км. южнее Шанхая).

Энергорынок Сев. Европы. Сформированный единый электроэнергетический рынок Сев. стран рассматривается, как результат длит. опыта регионального сотрудничества в области торговли электроэнергией. Считается, что созданная здесь мо-

дель взаимодействия нац. дерегулированных энергетических рынков могла бы стать образцом для др. заинтересованных сторон, в т.ч. для ЕС, до сих пор испытывающего трудности в либерализации данного сектора.

Страны Сев. Европы стали, по сути, пионерами в **формировании рынка электроэнергии**, который получил свое воплощение в **первой межд. бирже «Норд Пул»**. Целью дерегулирования поставлено максимальное открытие этого сегмента экономики для конкуренции в интересах повышения его рентабельности и эффективности, принимая во внимание значит. объем потребляемых им ресурсов, а также серьезность воздействия на окружающую среду. Подразумевается, что, наряду с этим повысится эффективность деятельности компаний-операторов и владельцев передающих сетей, которые являются «естественными монополиями». Эксперты отмечают ту специфику северо-европейского энергорынка, что он объединяет страны, использующие различные первичные источники энергии.

Норвегия первой (в 1991г.) открыла внутр. рынок для конкуренции и создала энергетическую биржу, на основе которой впоследствии был организован «Норд Пул». На норвежском рынке работают 200 компаний. Весь объем электроэнергии (99%) производится на ГЭС. Высокие темпы роста экономики и низкая себестоимость электроэнергии обуславливают постоянный рост потребления последней, в то время как уровень производства не наращивается. Планы строительства новых ГЭС или станций, работающих на газе, сталкиваются с серьезной оппозицией. Страна – нетто-импортер электроэнергии.

В Ф., где **рынок электроэнергии либерализован с 1995г.**, действует компания-оператор энергопередающих сетей «Фингрид», совладельцами которой являются инвест. фонды, компании-производители и государство. Согласно уставу «Фингрид», ни один из акционеров не имеет права обладать их контрольным пакетом ни самостоятельно, ни совместно с др. партнером. Используются разнообразные первичные источники энергии: 22% электроэнергии производится на ГЭС, 31% – на АЭС и 47% – на станциях, работающих на ископаемых энергоносителях. Особенности являются наличие большого числа объектов комбинированного (энергия/тепло) цикла, а также производство значит. объема электроэнергии в пром. секторе. Ф. – нетто-импортер электроэнергии.

На энергорынке Швеции, осуществившей его либерализацию несколько позже, действуют 220 производителей, при этом 7 из них владеют 94% генерирующих мощностей. 48% электроэнергии производится на ГЭС и 46% – на АЭС. 6% электростанций работают на ископаемом топливе. Швеция традиц. является нетто-экспортером электроэнергии, планов дальнейшего наращивания мощностей не имеется, постепенно осуществляется процесс вывода из эксплуатации АЭС.

Дания еще не завершила либерализацию рынка, конкуренция пока предусмотрена для компаний, производящих или потребляющих не менее 1 гвтч. электроэнергии в год. Полностью рынок будет открыт к концу 2002г. Основной объем электроэнергии (93%) производится на основе сжигания газа и угля, все большее внимание уделяется использованию возобновляемых источников, доля

которых в энергобалансе составляет 7% (энергия ветра).

Указанные особенности, наряду с климатическими условиями (температура, количество осадков, влияющих на полноводность рек), являются факторами, определяющими уровень цен на энергетическом рынке Сев. Европы. В весенне-летний период 2001г. цены остались относительно высокими, ввиду, с одной стороны, сравнительно слабой наполненности рек и, с др. — приближения периода ремонтно-профилактических работ на АЭС, что приведет к сокращению производства на них.

В 2000г. на «Норд Пул» были заключены контракты на продажу в общей сложности 455 твтч. электроэнергии, что на 56% больше, чем в 1999 году. Доходы самой биржи увеличились на 18%. На бирже работал 281 участник, при этом в нее вошли 17 новых членов в основном из стран, расположенных за пределами Сев. региона. Согласно экспертным оценкам, компании видят гл. преимущества североευропейского энергорынка в его ликвидности и зрелости.

Оценка перспективных источников обеспечения Ф. прир. газом. В деловых кругах, а также в МТП, рассматриваются проекты диверсификации источников снабжения страны прир. газом.

«Сев. газовая сеть» (Nordic Gas Grid) — система газопроводов, которая связала бы нац. сети Ф., Швеции, Дании и стран Балтии как с рос., так и с западноевропейскими поставщиками, а также использовалась бы для транзита газа из России в Зап. Европу. «Балтийский связующий газопровод» (Baltic Gas Interconnector) из стран «континентальной» Европы в юго-зап. Швецию с перспективой продления до Стокгольма и далее через Балтийское море в Ф. мог бы стать юж. элементом «Сев. газовой сети».

«Центр.-скандинавский газопровод» (Mid-Nordic Gas Pipeline) с норвежского месторождения «Хальтенбанкен» в Сев. море через Швецию и Ботнический залив в Ф. (инициаторы проекта — финский и шведский энергетические концерны «Похьелан Войма» и «Гранинге», и норвежская нефтегазодобывающая компания «Норске Коноко»).

Проект North Transgas — крупный рос. экспортный газопровод в Европу, через который осуществлялись бы поставки газа также в Ф. и, возможно, в Швецию.

При рассмотрении данных проектов эксперты высказывают след. соображения.

«Сев. газовая сеть» (СГС) вряд ли имела бы существенное значение с точки зрения обеспечения Ф. прир. газом. Причины — стоимость поставок из Зап. Европы, в т.ч. по упомянутому «связующему» газопроводу и по др. сетям, оказалась бы неконкурентоспособной (высокие издержки по транспортировке и цена на газ в точке его закачки в трубопровод) по сравнению с доп. поставками из России. В принципе возможно использование «сев. сети» для транзита более дешевого рос. газа в Европу и получения зап. газа без крупных затрат на транспортировку на основе сделок типа swap. Однако подобную схему можно реализовывать и в рамках проекта North Transgas. В связи с этим СГС рассматривается, гл. образом, как концептуальный проект.

Концепция «Среднескандинавского газопровода» (ССГ) предусматривает закачку в трубопро-

вод «мокрого» газа, содержащего также более тяжелые углеводороды, доходы от продажи которого были бы достаточными, по меньшей мере, для покрытия расходов на сооружение морской и наземной инфраструктуры добычи, транспортировки и переработки газа. Имеется в виду, что газ будет первоначально поставляться потребителям в Норвегии, а затем передаваться через территорию Швеции и Ботнический залив в Ф. Участники проекта исходят из прогнозируемого начального спроса на газ в объеме 1 млрд. куб.м. в год в Норвегии и 2 млрд. куб.м. в год в Ф., который через 5 лет может вырасти, соответственно, до 1,5 млрд. куб.м. и 3,5 млрд. куб.м. в год.

Эксперты оценивают проект ССГ как в целом обоснованный, хотя еще остается значит. объем работ по определению конкретного маршрута трубопровода и рассмотрению тех. деталей. Вместе с тем, он станет экономически рентабельным, если будет осуществляться в благоприятных условиях, прежде всего, в случае наличия относительно дешевого газа в Норвегии, достаточно высокой динамики роста спроса в Ф., развития газового рынка в Швеции. Непросчитанными остаются издержки на сооружение и эксплуатацию морской и наземной инфраструктуры.

Специалисты не исключают, что, несмотря на наличие ряда «сдерживающих факторов», проект ССГ может быть реализован в 2005-10гг. и заслуживает дальнейшей проработки.

Финские эксперты считают перспективы осуществления проекта North Transgas (NTG) пока труднопрогнозируемыми, что связывается, в частности, с неопределенностью относительно уровня спроса на рос. газ в Европе в обозримом будущем, а также с существованием конкурирующих между собой маршрутов его экспорта.

Считается, что реализация данного проекта была бы выгодна для Ф. во многих отношениях. Выделяется то обстоятельство, что, если по трубопроводу будет прокачиваться газ со Штокмановского месторождения, повысится надежность поставок, поскольку это будет технически передовой и независимый маршрут, а газ, добываемый зап. участниками консорциума, обеспечит коммерческую диверсификацию. Станет также возможным осуществление сделок swap, когда зап. прир. газ номинально, хотя и не физ. будет поступать в Ф.

Потенциально «против» данного проекта играет то, что рос. сторона может решить развивать экспортные возможности путем расширения пропускной способности «коридора» Ямал-Зап. Европа через Белоруссию и Польшу. Это потребует меньших начальных инвестиций, стоимость единицы объема прокачиваемого газа также может оказаться ниже. Многие будут зависеть от источника предназначенного на экспорт газа: скорее начало разработки Штокмановского месторождения повысило бы шансы NTG.

Считается весьма возможным, что проект будет осуществляться в 2010-15гг., и степень вероятности этого будет увеличиваться по мере наращивания экспортных возможностей России, роста цены на газ, осознания потенциальными инвесторами важности увеличения объема поставок рос. энергоносителей на европейский рынок.

Гос. программа энергосбережения. Спец. рабочая группа МТП Ф. подготовила предложения по новой, рассчитанной на период до 2020г., гос. про-

грамме в области энергосбережения, которая должна заменить соответствующий документ 1996г.

Необходимость корректировки политики в этой сфере обусловило, в частности, подписание Ф. «протокола Киото» о сокращении выбросов в атмосферу газов и веществ, вызывающих изменения климата. По оценке финских экспертов, «парниковые газы», источником которых является энергетический сектор, составляют 80% всех атмосферных выбросов страны.

Помимо соображений экологического характера, отправными точками для выработки новой системы мер энергосбережения стали необходимость поддержания конкурентоспособных цен на энергию, а также интересы укрепления энергетической безопасности Ф. за счет снижения зависимости от импорта.

Согласно выводам рабочей группы МТП, в результате повышения эффективности использования энергии выбросы двуокси углерода могут уже к 2010г. быть уменьшены на 4 млн.т., что составляет 25% квоты сокращения выбросов «парниковых газов», установленной для Ф. в рамках ЕС. При этом общее ежегодное потребление энергии уменьшится на 5% (1,5 млн.т. в нефтяном эквиваленте).

Реализация программы потребует ассигнований в 350 млн. фmk в год, т.е. на 80 млн. фmk больше нынешнего уровня.

Предложения рабочей группы предусматривают, в частности, формирование налоговой системы, поощряющей энергосбережение, но без ущерба нац. экономике, прежде всего, ее экспортным отраслям. Государству следует целенаправленно выделять средства на разработку и распространение инновационных технологий, поддержку участников «соглашений об энергосбережении», информ. обеспечение принимаемых мер.

Одной из основных задач считается пересмотр архитектурно-строит. нормативов в сторону радикального уменьшения энергоемкости зданий. Предлагается, в соответствии с принципами ЕС, ужесточить требования к приборам и оборудованию с точки зрения энергосбережения и осуществлять соответствующую их сертификацию. Целесообразным, по мнению рабочей группы, было бы принятие Закона об энергосбережении.

Предусматриваются также сопутствующие шаги по повышению эффективности сфер производства, передачи и распределения энергии, и в частности, развитие мощностей комбинированного цикла, внесение изменений в структуры энергоснабжения.

Предложенная рабочей группой программа в области энергосбережения получила предварительное одобрение руководства МТП, и после ее согласования и возможной корректировки она станет частью разрабатываемой в Ф. нац. стратегии по реализации принятой в 1997г. в Киото Конвенции о предотвращении изменений климата.

ФРАНЦИЯ

Энергетика

Гос. политика в области энергетики. В основе своей строится на соблюдении следующих основных принципов: максимальное удовлетворе-

ние спроса на энергоносители, развитие возобновляемых источников энергии, дальнейшее использование атомной энергии и обеспечение энергетической безопасности страны. Интеграционные процессы в Европе, колебания мировых цен на энергоносители, усиливающаяся конкуренция со стороны иностр. кампаний и возрастающая значимость проблемы охраны окружающей среды являются наиболее важными факторами, влияющими на выработку франц. правительством конкретных мер по реализации энергополитики.

В 1998г. основными потребителями энергии во Ф. традиционно оставались жилищные услуги (45,8% произведенной и импортированной энергии), промышленность (27,7%) и транспорт (24,9%). Общий рост потребления энергоносителей в этом относительно благополучном с точки зрения общих показателей эконом. развития страны году составил 1,5% от уровня 1997г. и достиг 249 млн.т. нефтяного эквивалента. Столь невысокий рост является результатом проводимой государством политики, направленной на рациональное использование энергии в условиях повышения эконом. и пром. активности.

Несмотря на принимаемые меры по экономному использованию электроэнергии, реальные потребности страны в данном виде продукции возросли в 1998г. на 2% по сравнению с 1997г. При этом ее производство на ГЭС и АЭС сократилось на 1,3% (в 1998г. была прекращена эксплуатация ядерного реактора «Суперфеникс»). В этих условиях недостаток энергии пришлось компенсировать за счет ТЭС (рост производства на 37%), что привело к повышению расходов угля на 15% и, как следствие, сыграло свою роль в общем увеличении уровня выброса в атмосферу вредных газов на 4,7%. Последнее обстоятельство становится предметом особой обеспокоенности правительства, так как показатели выброса (108 млн.т. угольного эквивалента) в 1998г. превысили цифру в 105 млн.т., обязательство не выходить за рамки которой были взяты на себя Ф. Продолжающееся увеличение численности автопарка страны вызвало повышение потребности в автомобильном топливе (на 3,5%), отразилось на росте потребления нефти (на 1,9%) и также повлияло на показатель выброса продуктов сгорания в атмосферу.

Широкое обсуждение вопроса о будущем атомной программы Ф., начатое в 1998г., достигло своего пика в ходе дебатов в Нац. собрании 19 янв. 1999г., когда большинство полит. партий (исключая представителей «зеленых») однозначно высказались за продолжение эксплуатации атомных станций. В годовом отчете Гендирекции энергетики и сырьевых ресурсов (ГДЭСР) подчеркивается, что после начала эксплуатации реакторов в Choоз и Civaux франц. парк АЭС будет полностью обеспечивать потребности страны в данном секторе производства электроэнергии. Правительство намерено активизировать исследования в области переработки ядерных отходов, МОКС-топлива и планомерного обновления существующего парка ядерных реакторов. **Доля атомной и гидроэнергетики составляет 90% общей выработки электроэнергии во Ф.**

Все еще не соответствует имеющемуся потенциалу, по оценкам ГДЭСР, уровень развития возобновляемых источников энергии (без учета ГЭС). Хотя Ф. остается европейским лидером в

данной области производства, в 1998г. в ней отмечено снижение выработки электроэнергии на 4,3%. С учетом значительного, с точки зрения охраны окружающей среды, преимущества использования возобновляемых энергоресурсов, правительство планирует активизировать свою деятельность по стимулированию развития этого сектора энергетики. Речь идет об интенсификации программы EOLE 2005, предусматривающей достижение уровня выработки «ветряной» электроэнергии с 250 до 500 мвт. на рубеже 2005г.; начале реализации с 1999г. плана развития сети местных коллективных котельных, работающих на древесном угле; ускорении программы внедрения индивидуальных систем отопления на базе преобразователей солнечной энергии. В 1998г. была начата реализация новой программы «Биогаз», предполагающей использование в качестве топлива для ТЭС метан, получаемый при переработке бытовых отходов.

В угледобывающей отрасли основное внимание правительства в 1998г. было по-прежнему привлечено к выполнению «угольного пакта», заключенного в 1994г. и предусматривающего постепенное закрытие нерентабельных шахт. Несмотря на рост (в сравнении с 1997г.) потребления угля, его производство в 1998г. сократилось еще на 16,2 млн.т. нефтяного эквивалента.

В газовой отрасли в 1998г. был обнародован закон, согласно которому компания-монополист Gaz de France в течение 3 лет обязуется создать на внутреннем рынке необходимые условия для обеспечения потребителям свободы выбора поставщика газа. Подписан ряд соглашений между франц. топливными и энергетическими компаниями GDF, EDF, Totalfina, Elf с целью укрепить их позиции на нац. рынке, в т.ч. и путем реализации совместных проектов по добыче, транспортировке и использованию газа.

1998г. был отмечен вводом в эксплуатацию двух крупных газопроводов, являющихся важной составной частью формирующегося европейского рынка газа: Norfa (Норвегия-Франция) и Interconnector (Великобритания-Бельгия). Участие франц. компаний GDF, Totalfina, Elf в указанных проектах активно поддерживалось правительством и явилось закономерным результатом проводимой в стране энергетической политики, направленной на постоянное укрепление нац. позиций в создаваемой единой европейской энергосистеме.

В нефтедобывающей отрасли акцент по-прежнему делается на развитии передовых технологий, позволяющих вести разведку и добычу нефти на большой глубине континентального шельфа. Эксплуатация открытых компанией Elf в 1997г. месторождений в офшорной зоне Анголы и Конго позволит Ф. получить большую независимость в плане снабжения нефтью. При этом, по мнению специалистов ГДЭСР, в обозримом будущем не предвидится причин, которые могли бы повлиять на значит. снижение как уровня мирового потребления, так и уровня мирового производства нефти.

«Электрисите де Франс». ЭДФ является гос. компанией по производству и распределению электроэнергии. Она остается крупнейшей энергокомпанией Ф. после либерализации в 2000г. франц. рынка электроэнергии и создания условий для конкуренции в рамках директивы ЕС. ЭДФ

эксплуатирует более 560 тыс. км. линий передач электроэнергии со средним напряжением (15 и 20 квт.) и более 620 тыс. км. — со слабым напряжением.

В 2000г. компания произвела 482 млрд. квт.ч., из которых 395 млрд. квт.ч. — на атомных электростанциях (АЭС), 65 млрд. — гидроэлектростанциях и 22 млрд. — теплоэлектростанциях. По сравнению с 1999г. производство электроэнергии на АЭС увеличилось на 5,4%.

Оборот ЭДФ составил в 2000г. 34,4 млрд. евро, что на 7,4% выше аналогичного показателя в 1999г. Общее количество занятых в компании составляет более 115 тыс.чел. Чистая прибыль предприятия составила 1,2 млрд. евро в 2000г.

Компания продолжает расширение межд. деятельности и инвестировала в 2000г. 10 млрд. евро в различные страны мира. ЭДФ занимает одно из ведущих мест на мировом рынке электроэнергии (3,5%) и 1 место в Европе (18% рынка). Компания осуществляет распределение электроэнергии для более чем 40 млн. потребителей.

Экспорт электроэнергии вырос на 7,2% в 2000г. и составил 77,3 млрд. квт.ч. Достигнутый результат подтверждает безболезненное вхождение ЭДФ в европейский энергорынок. Оборот компании от экспорта электроэнергии составил 8,7 млрд. евро в 2000г., что составило около 25% общего оборота предприятия. ЭДФ планирует довести данный показатель до 50% к 2005г.

Продажа электроэнергии во Ф. увеличилась в 2000г. на 1,9% по сравнению с предыдущим годом и составила 397,5 млрд. квт.ч. Данный показатель говорит об устойчивом положении компании (90% нац. рынка) после открытия франц. рынка электроэнергии для конкуренции.

С открытием внутреннего рынка для внешних конкурентов ЭДФ снизила свои тарифы на 14%, которые составляют в среднем 9,26 евро за 100 квт.ч. При этом компания потеряла только 21 корпоративного клиента.

Согласно подписанному соглашению компании с государством ЭДФ получит из бюджета 19 млрд. евро на свое развитие на 2000-03гг. В 2000г. эта сумма составила 6,1 млрд. евро, из которых 3,3 млрд. было направлено на развитие деятельности на внешних рынках.

Руководство франц. компании пристально следит за ситуацией на рос. энергетическом рынке, тщательно анализируя возможности сотрудничества в свете предполагаемого реформирования энергосетей России. При этом наиболее перспективным, как полагают эксперты ЭДФ, выглядит участие компании в области распределения электроэнергии в г.г. Москва, С.-Петербург, Нижний Новгород, Челябинск, Екатеринбург. Не исключается возможность участия ЭДФ в 1-2 проектах по производству электроэнергии в России.

О межд. деятельности госкомпании ЭДФ. «Электрисите де Франс» в 1998г. произвела 460 млрд.квт.ч, в т.ч.: 82% от АЭС, 14% — ГЭС и 4% — ТЭС. Общая установленная мощность составила 102,5 тыс.мвт (61 тыс.мвт — АЭС, 23 тыс. — ГЭС и 17 тыс. — ТЭС). Годовой оборот компании составил 186 млрд.фр. в 1998г., валовая прибыль — 7 млрд.фр. Производственные инвестиции компании составили 29 млрд.фр.

В 1999г. ЭДФ инвестировала 4,2 млрд.фр. в Европе, Лат. Америке и Азии. Межд. деятельность

имеет приоритетное направление в развитии компании с перспективой роста ее доли в объеме оборота до 30%.

Обладая огромным опытом разработки, строительства и эксплуатации объектов энергетики за рубежом, ЭДФ включается в цикл создания новых электростанций с этапа их проектирования с перспективой длительной эксплуатации. Активно участвуя в разработке новых экологически более эффективных технологий сжигания угля, ветровой энергии, фотоэнергетики, ЭДФ развивает межд. сотрудничество в данном направлении в Испании, Италии, Китае, Марокко, Кот д'Ивуар.

В 1999г. ЭДФ принимала участие в 120 контрактах в 50 странах. В странах Вост. Европы сотрудничество ЭДФ развивается в направлениях повышения ядерной безопасности в ходе эксплуатации АЭС и крупных проектов модернизации АЭС. Деятельность компании вписывается в рамки программ, финансируемых Евросоюзом («Тасис» и «Фаре»).

Спецификой работы ЭДФ при выполнении крупных проектов ядерной энергетики является предложение организовать общую группу, включающую зап. и вост. специалистов для обеспечения координации шефнадзора в ходе строительства и пуско-наладочных работ. По мнению ЭДФ, это является наилучшим способом, обеспечивающим эффективную передачу опыта. Именно таким образом ЭДФ содействует модернизации двух энергоблоков ВВЭР на АЭС Моховце в Словакии. Первый из них подключен к энергосистеме летом 1998г. Это был первый реактор советского типа, введенный в эксплуатацию с обеспечением зап. уровня ядерной безопасности. В Украине ЭДФ сотрудничает в реализации подобного проекта модернизации и завершения 4 энергоблока Ровенской и 2 энергоблока Хмельницкой АЭС (по 1000 мвт). Этот проект фигурирует в меморандуме по вопросам энергетики, подписанном Украиной и странами Большой семерки в дек. 1995г., в перспективе окончательного вывода из эксплуатации Чернобыльской АЭС.

Россия находится в центре стратегии сотрудничества ЭДФ, стремящейся привлечь ее институты к большинству осуществляемых проектов. Основным партнером ЭДФ в области повышения безопасности АЭС является концерн Росэнергоатом. Сотрудничество включает весь спектр взаимодействия по подготовке, обучению персонала, проектированию, строительству и эксплуатации АЭС, вопросам модернизации ядерных установок и т.д.

В Китае, после участия в строительстве, а затем в эксплуатации двух энергоблоков по 900 мвт. АЭС Дай Бей, ЭДФ передала в июле 1997г. управление станцией китайской дирекции. Компания продолжает оказывать техсодействие АЭС Линь Ао (2x1000 мвт). Строительство, начатое в 1997г., должно завершиться в 2003г.

Межд. деятельность ЭДФ включает и мероприятия по защите окружающей среды: развитие ядерной энергетики, не оказывающей никакого влияния на парниковый эффект, повышение ядерной безопасности (программа европейского реактора EPR), разработка и внедрение новых технологий сжигания (утилизация доменного газа и загрязняющего атмосферу угля в Лат. Америке), развитие новых видов энергии (парк ветроэнерге-

тических установок, участие в капитале компании «Тоталь-Энержи», специализирующейся в области фотоэлектрической энергетики).

Реструктуризация ядерной промышленности. Франц. правительство в конце 2000г. официально объявило о начале глобальной реструктуризации атомного сектора промышленности в целях завоевания лидирующих позиций на мировом рынке ядерной энергетики.

Согласно этой программе франц. компании Cogema, Framatome и Cea-Industrie объединяются в единую структуру – холдинг Торсо.

Новое объединение останется под гос. контролем через Комиссариат по атомной энергии (КАЭ), имеющий 78% акций холдинга. 18% капитала Торсо будет принадлежать различным гос. и частным акционерам (фирмы Total Fina Elf, Electricite de France (EDF), Erap и др.) и 4% акций планируется допустить для котировки на бирже.

В новой структуре численность персонала составит 50 тыс.чел., т.е. объединение предприятий ядерной отрасли промышленности Ф. не подразумевает сокращения рабочих мест.

Консолидированный годовой оборот холдинга превысит 10 млрд. евро, основной объем которого будет приходиться на атомный сектор деятельности (75%). Чистая прибыль нового гиганта оценивается в 500 млн. евро в год. Холдинг Торсо сосредоточится на двух стратегических направлениях: ядерная промышленность и новые технологии в области электроники.

В первом направлении лидирующие позиции сохраняют компании Cogema со 100% капитала Торсо (добыча и обогащение урана, производство ядерного топлива и его переработка после использования) и Framatome ANP – совместный филиал франц. группы Framatome (66% капитала) и немецкой фирмы Siemens (34% участия – строительство АЭС, создание ядерных реакторов и их обслуживание).

Разработкой новых технологий по второму направлению займется филиал компании Framatome-FCI (Framatome Connector Int.) и франко-итальянская группа по производству полупроводников ST Microelectronics.

В свою очередь FCI на 60% будет управляться новым холдингом, а 40% акций планируется реализовать на рынке. Участие же Торсо в капитале STM (11%) обеспечится за счет акций, ранее принадлежавших CEA-I.

Руководство холдингом Торсо будет возложено на Совет директоров во главе с Anne Lauvergeon (президент компании Cogema) и наблюдательный совет, который возглавит Ген. администратор КАЭ Pascal Colombani. Этап формирования новой структуры планировалось завершить до конца 2001г.

Реструктуризация ядерной отрасли особенно актуальна в плане заявлений франц. правительства о намерениях снизить в будущем долю электроэнергии, производимой на атомных станциях страны до 50% (против 75 сейчас).

По расчетам специалистов КАЭ, преодолению стагнации мирового рынка атомной энергии будут способствовать следующие факторы:

1. Желание и потребность Китая, Индии, Индонезии и Филиппин обеспечить свою энергетическую независимость путем создания собственной ядерной энергетики.

2. Борьба против «парникового» эффекта, который существенно увеличит стоимость ископаемых источников энергии, и изменение обществ. мнения по поводу ядерной энергии.

3. Широкие программы по обновлению парка ядерных реакторов в развивающихся странах.

4. Высокая стоимость нефти, что в свое время заставило ускоренными темпами создать ядерную промышленность.

Планы разработчиков новой структуры по участию в Торсо различных гос. и частных акционеров подвергаются последними сомнению в целесообразности.

В частности, руководство Total Fina ELF, имеющей сегодня 14,5% в капитале Cogema, в разрез с настоятельными призывами правительства склоняется скорее к символическому участию в атомной сфере деятельности в пользу непрямого участия в STM и FCI через Торсо. Однако государству важно сохранить в составе нового холдинга крупных акционеров, и оно осуществляет на них ощутимое давление.

При этом позиция Ф. противоречит решению Еврокомиссии, рекомендующей EDF выйти из капитала Framatome. Так, она предлагает производителю электроэнергии участвовать с 9% акций в Торсо.

По мнению экспертов консалтингового банка Argil, проводивших по заказу EDF аналитическое исследование, участие последней в Торсо представляется нерентабельным.

Объявленная EDF цель в ближайшие два года снизить для потребителей на 13% стоимость производимого на АЭС 1 квт.ч. энергии основана на серьезной диверсификации сфер поставок топлива, тех. обслуживания, обращения с отработанным топливом, вывода атомных станций из эксплуатации.

Распределение вырабатываемой внутри страны первичной энергии по видам: на АЭС — 92,3 млн.т., нефтяного эквивалента (76,7%), на ГЭС — 16,2 млн.т.н.э. (13,4%) и на возобновляемых источниках (дерево, мусор, биотопливо, газ, выработанный биологическим путем, и т.п.) — 11,8 млн.т.н.э. (9,8%). Ф. является единственной страной в мире, у которой в энергетическом балансе столь велика доля энергии, выработанной из атома.

Идет дискуссия о целесообразности сокращения доли атомной энергии в энергетическом балансе Ф. По всей видимости, в ближайшее время этого не произойдет, т.к. основные гидроресурсы страны уже использованы, а вовлечение новых встречает сильное противодействие со стороны защитников окружающей среды. 1 квт.ч. электроэнергии, выработанной альтернативным путем, стоит значительно дороже. Энергия, выработанная из фотоэлементов, стоит в 15 раз дороже, чем квт.ч., полученный классическим путем.

Основным конкурентом атомной энергетике являются ТЭС на нефтяном топливе или каменном угле. Но они экологически небезопасны, учитывая значит. выбросы CO₂ в атмосферу. Общественность настроена отрицательно к увеличению энергопроизводства за счет строительства ТЭС, так как ее волнует скорее парниковый эффект, чем риск, связанный с эксплуатацией АЭС (несмотря на печальный опыт Чернобыля). Уже сегодня Ф. является одной из европейских стран, наи-

менее загрязняющих атмосферу газами, вызывающими глобальное потепление (лишь 10% от выбросов в атмосферу составляют вещества, вызывающие парниковый эффект, при среднемировом показателе — 40%).

В рамках протокола Киото Ф. обязалась провести дальнейшее снижение выбросов газов, вызывающих парниковый эффект, до уровня 1990г. к 2008-12гг. Это значит, что, несмотря на рост потребления углеводородов в качестве источника энергии (особенно это касается транспорта), необходимо снизить выхлопы на 10% (16 млн.т.н.э.) до 2010г. Для этих целей был разработан Нац. план борьбы с изменениями климата, в который включены такие меры, как введение налога на выбросы сернистых газов в атмосферу (впервые во Франции), а также другие регламентирующие и регулирующие меры, направленные на уменьшение вреда окружающей среде.

Ф. не будет наращивать долю электростанций, работающих на природном газе (экологически безопасны). Причина в том, что она является чистым импортером природного газа. Это увеличивает зависимость франц. экономики от ценовых колебаний на межд. рынке газа, а также повышает риск, связанный с перебоями поставок этого вида топлива из основных экспортных регионов (Россия, Алжир, Сев. море) в случае межд. энергетического кризиса. Структура производства энергии за счет природного газа по Европе не однозначна, так как некоторые страны являются в основном его экспортерами (Великобритания, Норвегия), а другие импортерами (Франция). При этом зависимость Европы в целом от внешних источников этого вида энергии с годами увеличивается и может достигнуть 70%. На этом фоне ситуация во Ф. выглядит вполне благополучной. Зависимость Ф. от внешних источников энергии составляет порядка 50%. Скорее всего во Ф. в долгосрочной перспективе получит развитие политика ухода от зависимости от внешних источников путем поиска альтернативных источников энергии — энергия ветра или атомная энергетика, а также политика снижения эконо. риска путем диверсификации поставщиков нефти и газа.

Происходят значит. изменения на рынке возобновляемой энергии. Этот рынок получил гос. поддержку — премьер-министр Ф. Л.Жоспен поддержал директиву ЕС «о возобновляемой энергии». 5 дек. 2000г. на Энергетическом совете ЕС было принято решение довести в течение 10 лет долю возобновляемых источников энергии в общеевропейском потреблении до 22% (для Ф. — 20%, за последние 30 лет доля возобновляемых источников упала с 26% до 15%). Еще четыре года назад лишь 10 мвт. электроэнергии во Ф. вырабатывалось на ветряных электростанциях, сегодня эта цифра равна 66 мвт. До конца десятилетия планируется довести ее до 5000 мвт.

Бюджетные средства во Ф., выделенные на исследования в энергетической сфере в 2001г., составили 1 млрд. фр. (в 1997г. — 75 млн.фр.).

В рамках долгосрочного развития франц. энергетике в 2000г. принят Национальный план повышения энергетической эффективности. Он состоит в создании благоприятного инвест. климата для развития энергетике, уменьшении энергопотребления в транспортной отрасли, в производстве, в жилищном хозяйстве и т.д.

По цене электроэнергия, производимая во Ф., является наиболее конкурентоспособной в Европе. Себестоимость 1 квт.ч. электроэнергии, выработанной на АЭС, составляет 0,02 долл., в то время как на лучших с технологической точки зрения электростанциях, работающих на газе, — 0,03 долл. Уран мало подвержен ценовым колебаниям, которые ожидаются на рынке газа в связи с ростом спроса на него в будущем. Соответственно, использование ядерного топлива, как исключающего ценовой риск, предпочтительно для Ф. в качестве основного источника энергии.

В течение последних 15 лет во Ф. происходила постепенная либерализация энергетических рынков, которая началась с нефтяной отрасли. Две крупнейшие франц. нефтяные компании «ТотальФина» и «Эльф Акитен» были приватизированы в 1996г., а весной 2000г. произошло их слияние, что привело к образованию четвертого мирового нефтяного конгломерата «ТотальФина-Эльф». Правительство, согласно директиве ЕС, приступило к открытию для конкуренции внутренних рынков электроэнергии и газа. 10 фев. 2000г. был принят закон, разрешающий конкуренцию на рынках электроэнергии, а 17 мая 2000г. принят к рассмотрению проект закона по газовой отрасли. За прошедшее время более 60 крупных предприятий поменяли поставщика электроэнергии, другие потребители смогли добиться значит. ценовых послаблений из-за возникшей конкуренции на рынке. Что касается природного газа, то во Ф. были приняты меры, открывающие рынок для свободной конкуренции на 20%. Эти новые законодательные акты позволили получить доступ к межд. рынкам газа и электроэнергии франц. компаниям «Электресите де Франс» и «Газ де Франс», до этого являвшимися монополистами de facto на внутреннем рынке и не имевшими возможности активно работать на внешних рынках.

АЭС

Обзор франц. атомной промышленности. Атомная промышленность Ф. объединяет 11 пром. групп, обеспечивающих на 100% ее потребности от производства ядерного топлива до строительства самых современных АЭС.

В объединение атомной промышленности входят: «Комиссариат по атомной энергии» (CEA), «Электресите де Франс» (EDF), «Фраматом» (Framatome), «Генеральная компания по ядерным материалам» (COGEMA), «Межведомственная группа по атомной промышленности» (GIIIN), «Французская компания по ядерной энергии» (SFEN), «Терматом» (Thermatome), «Мерлен Жеран-Группа Шнейдера» (Merlin Geran-Groupe Schneider), «Мерлен Жеран Прованс — МЖП Инструментс» (Merlin Geran Provence-MGP Instruments), «Генеральная компания по новой технике» (SGN), «Сежелек» (CEGELEC).

GIIIN. Образована в 1958г. и объединяет 200 мелких и средних предприятий по обслуживанию уже существующих АЭС, по проведению исследований в этой области, по обработке и получению ядерного топлива. Они обладают большим опытом и знаниями в области концептуальных подходов в строительстве и сервисном обслуживании новых АЭС, их автоматизации и роботизации, обеспечении безопасности и обучении персонала. Одной из главных функций GIIIN является защи-

та интересов предприятий, входящих в эту группу.

SFEN. Образована в 1973г. как ассоциация, объединяет 5500 членов. Главная цель — пропаганда ядерной энергии как одного из основных видов энергетических источников. Научное направление считает своей основной задачей пропаганду научно-тех. исследований в области атомной промышленности. Информ. сосредоточение информации в центре для всестороннего обсуждения.

На нац. уровне Административный совет, состоящий из 18 членов, осуществляет общее руководство SFEN. Работа научного направления обеспечивается 11 секциями: образование; технология конструкционных материалов; защита окружающей среды; ядерное топливо; реакторы; ядерная энергетика в контексте энергетическом, экологическом и финансовом; право и страхование; ядерные отходы; управление отраслью; пром. использование ядерных материалов. Работу информ. направления обеспечивают Комитет по связям, 25 региональных представительств и 12 клубов для молодых специалистов.

Thermatome — это филиал Merlin Gerin, Spie Batignoles и Telemecanique, инжиниринговая фирма по созданию электрооборудования и контрольно-командных пунктов по управлению ТЭС и АЭС. На фирме работают 700 чел., из которых 450 инженерно-тех. служащие. С начала осуществления франц. ядерной программы фирма постоянно участвует на этапах строительства, монтажа и запуска АЭС. Инженеры и техники фирмы осуществляют тех. обслуживание АЭС после сдачи ее в эксплуатацию. Все оборудование, выпускаемое фирмой, имеет высокое качество, соответствующее нормам ISO 9001.

Le Groupe Cegelec. Фирма является филиалом группы Alcatel и Alsthom. 26000 инженеров, товароборот — 16 млрд. франков в 1999г. Фирма специализируется на производстве электрооборудования и контрольно-командных пунктов управления для АЭС. Cegelec имеет также свои исследовательские базы и хранилища для отработанного ядерного топлива. Наиболее известные системы автоматического контроля — AC 132-161E и P320, устанавливаемые на АЭС во Ф., Бельгии, Англии, США и других странах.

SGN. Фирма является филиалом компании Cogema и специализируется на производстве ядерного топлива для АЭС и хранении радиоактивных отходов. Количество работающих на фирме составляет приблизительно 700 чел. Основные направления деятельности фирмы: топливо для АЭС (отработка руды, обогащение урана, производство топливных сборок и стержней, конверсия плутония); оборудование для АЭС; обработка и упаковка ядерных отходов; хранение отработанного топлива; контрольно-измерительные приборы; исследовательские лаборатории.

Основные франц. фирмы, специализирующиеся на производстве ядерного топлива для АЭС. Топливные стержни и сборки: Cerga, FBFC, Cezus, Zircotube. Обогащение: Cogema, SGN, Eurodif. Конверсия: Comurhex, SGN. Обработка используемого топлива: Cogema, SGN. Оборудование и строительство АЭС: Framatome, GEC Alsthom, Merlin Gerin, Cegelec, Sema Group.

Уровень кооперации участников, вовлеченных в осуществление проектов ядерной энергетики во

Ф., достаточно высок. **Стандартизация реакторов** сделала возможным упрочнение связей между исследователями, разработчиками, промышленностью и организациями, ведающими вопросами безопасности. Каждая из сторон несет свой груз ответственности и решает поставленные перед ней задачи с осторожностью и профессионализмом, которые требует ядерная энергетика.

Ф. удалось освоить **весь ядерный топливный цикл**, начиная с экстракции природного урана до его обогащения, производства техники и переработки использованного топлива. Благодаря компании Cogema, Ф. стала одним из мировых лидеров в этой области.

В последние 20 лет на выполнение ядерной программы инвестировано 160 млрд.долл., создано 100 тысяч рабочих мест. Принимая во внимание тот факт, что сегодня основной объем работ приходится на управление объектами и их обслуживание, на предприятиях и фирмах ядерного сектора экономики работает 55 тыс.чел.

Во Ф. осуществление политики, имеющей отношение к ядерной безопасности, возложено на DSIN (Direction de la Surete des Installations Nucleaires) — Управление безопасности ядерных установок. Заключение экспертизы выполняются Институтом ядерной защиты и безопасности IPSN (Institut de la Protection et Surete Nucleaire), который входит в структуру СЕА. Наиболее важные вопросы, касающиеся выработки политики в области ядерной безопасности, находятся под контролем Парламентской комиссии по науке и технике, Высшего совета по ядерной безопасности и информации (CSSIN) и Межминистерских комиссий по вопросам ядерной безопасности и информации и по основным ядерным установкам.

Радиологическая защита отнесена к компетенции Комиссии по защите от ионизирующего излучения (OPRI), входящей в структуру минздрава.

О новых моментах в развитии ядерной энергетики. Разработка ядерной энергетической программы Ф. началась в 1945г. с созданием Комиссариата по атомной энергии (КАЭ — Commissariat a l'Energie Atomique) Временным правительством генерала Де Голля. С того времени КАЭ руководил всеми НИОКР в этой области, продолжая развивать наследие франц. ученых-ядерщиков.

Совместно с гос. компанией-монополистом Electricite de France (EdF) КАЭ занимался разработкой и индустриализацией полностью франц. реактора типа UNGG (Natural Uranium, Graphite moderated, Gas cooled). Коммерческая эксплуатация первого UNGG-реактора была начата EdF в 1963г. в г. Chinon.

5 лет спустя франц. правительство радикально изменило свою стратегию, принимая во внимание полит. и эконом. критерии. Для разработки реактора по технологии PWR (Pressurized Water Reactor) была избрана ам. компания Westinghouse. Следующие 20 лет, тем не менее, эта технология совершенствовалась франц. компанией Framatome при научной и тех. поддержке КАЭ. И сегодня эта компания является одним из лидеров мирового рынка ядерных реакторов.

В 70 и 80 гг. — период, когда мир пережил два нефтяных кризиса, франц. правительство приняло решение возвести 16 реакторов мощностью по 900 мвт. электроэнергии каждый. Выполнение программы было начато в 1974г. Двумя годами позже

было решено дополнительно построить 20 реакторов мощностью 1300 мвт.

Третья программа по созданию 4 реакторов нового поколения по технологии PWR (мощностью по 1450 мвт. и названных «№4») осуществляется в наст.вр. Первый реактор типа PWR-реактор Chooz-B1, введенный в эксплуатацию в 1996г., является самым мощным в мире. Разработанный компанией Framatome, он снабжен новейшими турбинными генераторами фирмы GEC Alsthom, пульт управления станции полностью компьютеризирован. Количество радиоактивных газообразных и жидких выбросов реакторами типа «№4» снижено в 5 раз. До 1999г. сооружены еще 3 реактора такого типа — Chooz-B2, Civaux-1 и Civaux-2.

Помимо реакторов PWR-типа во Ф. имеются 2 реактора на «быстрых» нейтронах FBR (Fast Breeder Reactor-sodium cooled): Phenix, 233 мвт., расположенный в Marcoule; Superphenix, мощностью 1200 мвт., расположенный во Французских Альпах в Crey-Malville. Оператором реактора выступает европейский консорциум Nersa, в который входит и компания EDF.

В фев. 1998г. под давлением экологических кругов из-за вопросов ядерной безопасности правительство Ф. приняло решение о демонтаже АЭС Superphenix и о возобновлении работы реактора Phenix, по мнению экспертов, менее опасного в связи с невысокой мощностью.

Страна располагает 55 реакторами PWR с общей установленной мощностью 60028 мвт. электроэнергии. **На долю ядерной энергетики приходится 75% производства электроэнергии Ф.**, которое полностью удовлетворяет внутренние потребности страны и позволяет осуществлять ее экспорт.

Первым из наиболее важных факторов, объясняющих успех выполнения ядерной программы Ф., является приверженность ей всех правительств страны, начиная с 1973г., и ясное определение цели замены нефти на уран для выработки электроэнергии.

Второй фактор — верный выбор технологии PWR, обеспечившей необходимый уровень безопасности и надежности и легко адаптируемой к удовлетворению спроса на электроэнергию.

Настолько же важен и тот факт, что реакторы заказывались крупными сериями и стандартизировались. Это позволило производителям и организациям, отвечающим за ядерную безопасность, сконцентрировать свои ресурсы, сократить время сооружения объектов и удешевить стоимость реакторов. И, наконец, стандартизация установок облегчает подготовку персонала, работу на них и обслуживание.

Общественное положительное восприятие ядерной энергетики (без которого проект не состоялся бы) было на высоком уровне благодаря политике «прозрачности» и учета обществ. мнения и постоянно уделяемому вниманию вопросам безопасности с самого начала осуществления программы.

Межд. тех. экспертные оценки доказали, что трансформация оружейного плутония в МОКС-топливо является очень эффективным, безопасным, соответствующим Договору о нераспространении ядерного оружия и экономически оправданным решением проблемы утилизации плутония, высвобождаемого в результате ликвидации подлежащих сокращению ядерных вооружений.

Вследствие этого, Минатом России проявляет заинтересованность в развитии сотрудничества в этой области с Ф. и Германией, которые в лице известных компаний Cogema и Siemens накопили значительный опыт по переработке плутония в МОКС-топливо.

В Европе 21 атомный энергетический реактор работает на МОКС-топливе, а 50 предполагается перевести на его использование в недалеком будущем. Во Ф. МОКС-топливо применяется на 11 реакторах, а к 2005г. их количество должно быть доведено до 28. В Германии 7 реакторов загружены МОКС-топливом. В 2005г. использовать его будут уже 17 установок. Швейцария и Бельгия эксплуатируют 4 реактора на МОКС-топливе.

В западноевропейских государствах созданы соответствующие пром. мощности по производству МОКС-топлива. Ф. располагает двумя работающими заводами, одним в г.Cadagache и вторым - в г.Marcoule (предприятие MELOX). В Бельгии это топливо производится на заводе в г.Dessel. Годовой выпуск МОКС-топлива завода в г.Cadagache составляет 40 т. Предприятие Melox, пущенное в эксплуатацию в 1995г., представляет собой современное, самое эффективное в мире производство, позволяющее в день выпускать до 500 кг. топлива. К 1998г. годовой объем производства предприятия планируется довести до 160 т. МОКС-топлива, а к 2000г. - 250 т. Бельгийский завод г.Dessel в год производит 35 т. МОКС-топлива.

В Москве 2 июня 1998г. было подписано трехстороннее межправсоглашение о сотрудничестве России, Ф. и Германией в области использования в мирных целях плутония, высвобождаемого в результате демонтажа сокращаемого рос. ядерного оружия. Это сотрудничество является фундаментом для будущего взаимодействия по замкнутому топливному циклу.

Основными целями трехстороннего сотрудничества являются: детальное расчетное и экспериментальное обоснование безопасности использования МОКС-топлива с оружейным плутонием в гибридной зоне реактора БН-600, разработка документации для лицензирования перевода реактора на гибридную зону; расчетное обоснование безопасности использования МОКС-топлива с оружейным плутонием (до 30% МОКС-топлива в активной зоне) в реакторе ВВЭР-1000; детальная проектная разработка и эконом. обоснование создания и эксплуатации установок ХИМОКС (конверсия металлического плутония в оксид) и ДЕМОКС (изготовление МОКС-ТВС). Результатом этой работы должно стать тех.-эконом. обоснование (ТЭО) для принятия решения о финансировании строительства этих установок; демонстрационный проект, предусматривающий изготовление экспериментальных МОКС-ТВС с оружейным плутонием для их облучения в реакторе ВВЭР-1000.

Проведенное в 1999г. заседание трехстороннего Координационного комитета не только подвело итоги подготовительных работ специалистов трех стран по этим задачам, но и выявило нерешенные проблемы, связанные, в частности, с объемом НИ-ОКР, необходимые как для выполнения проектных работ, так и для фазы проектирования опытно-пром. установок.

В дек. 1999г. Framatome и германский концерн Siemens подписали соглашение об объединении в

форме СП своей деятельности в области разработки и производства оборудования для АЭС. Слияние ставит новую структуру на **1 место в мире** после брит. группы BNFL и ам. фирмы General Electric с годовым оборотом 2 млрд. франков и персоналом в 13500 чел. Доля Framatome составит 66%, группы Siemens - 34%.

Это сближение иллюстрирует потребность двух компаний разделить риски и усилить конкурентоспособность в сложном секторе экономики в связи с необходимостью демонтажа устаревших АЭС в 2010-15 гг. Обладая собственными технологиями в области создания реакторов с водой под давлением и с кипящей водой, новое предприятие будет занимать 41% мирового рынка ядерного топлива (не считая МОКС-топлива).

Данное событие является шагом руководства компании Framatome в реализации стратегии по осуществлению приватизации фирмы с размещением на бирже до 30% акций. Целесообразность выделения в отдельное направление сферы ядерного производства обусловлено тем обстоятельством, что потенциальные инвесторы не слишком заинтересованы в приобретении акций мирового лидера в атомной области, в то же время для них должна быть весьма привлекательна сфера деятельности FCI по производству соединительных устройств, развивающаяся ускоренными темпами и составляющая более трети торгового оборота компании. Так, в основном за счет этого направления деятельности фирмы Framatome, ее торговый оборот достиг в 1999г. 26 млрд. франков (в 1998г. - 18,7 млрд. франков).

Из новых моментов, характерных для ядерной энергетики Ф., следует упомянуть позицию руководства страны по вопросу прекращения натуральных ядерных испытаний. КАЭ финансирует программу PALEN по созданию испытательного комплекса для моделирования ядерных взрывов на основе использования сверхмощного лазера мощностью 1,8 мдж. Руководство проектом осуществляется Управлением военно-прикладных исследований КАЭ. Планируется завершить основные работы в 2003г. Проведение первых экспериментов по моделированию ядерных взрывов намечено на 2007г. Суммарный объем финансирования программы составит 10 млрд. франков.

В июне 1996г. начато осуществление проекта по созданию нового исследовательского реактора Jules Horowitz, названного так в честь известного франц. физика-исследователя. Научные реакторы Ф. устаревают (Osiris запущен в 1966г., Siloe - в 1963г.). Начало строительства намечено на 2001г. Пуск его в эксплуатацию планируется на 2005г., и к этому времени Jules Horowitz будет чуть ли не единственным исследовательским реактором в Европе. Расположенный в г.Cadagache, этот легкий реактор в 100 мвт. будет предназначен для отработки технологии PWR до середины века, разработки реакторов нового поколения систем ядерной безопасности и других исследований.

Отдельное и весьма важное значение в стране придается вопросу хранения радиоактивных отходов (РАО). Во исполнение закона 1991г. относительно обращения с РАО с длительным полураспадом в 1999г. правительство разрешило создание подземной исследовательской лаборатории в глибинных глиняных пластах в местечке Meuse (департамент Bure). Затраты Andra на исследования и

обустройство подземного хранилища уже составляют в год 60 млн. франков.

Параллельно созданию лаборатории в Вуге правительство требует, чтобы была изучена возможность создания второго хранилища, для чего выделено 15 потенциально пригодных мест, главным образом, на Западе страны и в Центральном массиве.

Наиболее вероятным местом второй лаборатории будут подземные гранитные пласты в местечке La Chapelle-baton вблизи Poitiers (департамент Vienne). Строительство такого хранилища обойдется Andra в 1,5 млрд. франков.

Исследования Cogema по транспортировке ядерного топлива для АЭС. В условиях постоянно растущих мощностей по производству и переработке МОКС-топлива, актуальность приобретает вопрос его транспортировки. Промышленно развитые западные страны уделяют этой проблеме повышенное внимание. Лидирующие позиции в данной области занимает франц. концерн Cogema.

В середине 90 гг. специалисты компании, опираясь на результаты исследований фирмы Transnucleaire, разработали новую концепцию создания контейнеров второго поколения для транспортировки ядерного топлива.

Новое изделие должно было бы позволять перевозить одну топливную сборку типа REP (мощностью 900-1300 мвт.), либо две топливные сборки типа REB, либо несколько десятков топливных стержней. При этом требовалось, чтобы контейнер удовлетворял нормативным актам АЕА и стандартам CIPR-60, относящимся к оборудованию класса «В». В то же время заказчиками были предъявлены доп. пожелания снизить воздействие вибрации и ударов на перевозимый груз, для чего пришлось предусмотреть спец. антивибрационную систему.

В конце 90 гг. компания Cogema разработала две модификации контейнеров, удовлетворяющих вышеперечисленным требованиям, которые названы FS65 и FS65-1300. FS65 предназначен для транспортировки одной топливной сборки REP-900, либо двухборок типа REB. FS65-1300 позволяет перевозить одну топливную сборку мощностью 1300 мвт., либо 314 топливных стержней.

Модели FS65 и FS65-1300 похожи и отличаются только геометрическими размерами, обусловленными габаритами загружаемых топливныхборок и стержней. Конструктивно контейнер состоит из: корпуса, обеспечивающего герметичность и защиту от внешних воздействий; устройства фиксацииборок и стержней в камере; внешнего алюминиевого каркаса, предназначенного для удобства погрузки и складирования, а также для повышения механической прочности; антивибрационной системы.

Корпус имеет цилиндрическую форму и изготовлен из высококачественной к коррозии нержавеющей стали. Являясь основной деталью, он состоит из внешнего и внутреннего цилиндров из спец. нержавеющей стали с пределом прочности, в два раза превышающим аналогичный показатель стали AISI-304. Днище выполнено из того же материала и соединено с боковыми стенками посредством сварки. По всей высоте корпуса между внешним и внутренним цилиндрами находятся медные теплоотводы, передающие выделяющееся тепло в сторону внешней оболочки.

Нейтронная защита разработана на базе спец. смолы, состав которой запатентован, и размещена по всей поверхности корпуса между внутренним и внешним цилиндрами. Система быстрого закрытия-открывания состоит из крышки из нержавеющей стали, снабженной спец. быстродействующим механизмом на основе байонетной и винтовой муфты. Аналогичные устройства используются в контейнерах для перевозки обогащенного урана и плутония.

Герметичность корпуса при нормальной эксплуатации и в случае аварии обеспечивается кожухом, образованным внешним цилиндром, днищем и крышкой, снабженной прокладкой из эластомера. Кожух, для предохранения от внешних воздействий, покрыт защитным слоем из дерева и помещен в доп. оболочку из нержавеющей стали.

Согласно заявлениям экспертов Cogema, в ходе испытаний на механическую прочность (падение с высоты 9 м. и приложение ударных нагрузок посредством крена) защитное покрытие показало хорошие результаты, никаких значимых деформаций отмечено не было. Другим немаловажным устройством специалисты считают механизм, закрепляющий и удерживающий содержимое контейнера. Данный элемент был разработан компанией Transnucleaire. Его основное назначение — поддержание в состоянии покоя МОКС-топлива в ходе погрузочно-разгрузочных работ и при транспортировке, а также отвод выделяющегося тепла. Внешний каркас из алюминиевых труб имеет форму параллелепипеда и служит для удобства складирования и в тоже время дополнительно защищает корпус от механических повреждений.

Антивибрационная система (АС) размещена между корпусом и внешним каркасом. АС была специально разработана согласно пожеланиям заказчиков для предохранения топливныхборок от динамических перегрузок. Собственная резонансная частота системы составляет несколько герц, что несколько выше, чем аналогичный показатель подвески автомобиля, установленный экспериментально. Испытания показали, что АС поглощает практически все паразитные колебания, изолируя от них корпус контейнера. Конструктивно антивибрационная система состоит из 32 подушек из эластомера, размещенных по 8 штук вдоль каждой из продольных составляющих внешнего каркаса.

Концептуально FS65 создавался как многофункциональный контейнер, который может использоваться с любыми установками компании Cogema и ее партнеров, работающими с МОКС-топливом. В зависимости от содержимого или установки контейнер предусматривает вертикальную или горизонтальную загрузку. С верхней стороны конструкции на каркасе предусмотрены четыре кронштейна, позволяющие помещать контейнер в доп. защитный кожух для последующей транспортировки. Перевозка осуществляется партиями по четыре штуки в одном защитном кожухе в горизонтальном положении.

Результаты испытаний подтвердили соответствие контейнеров FS65 и FS65-1300 классу «В». По мнению создателей FS65, новый контейнер обладает рядом преимуществ перед своими предшественниками. Среди наиболее значимых специалисты отмечают наличие антивибрационной системы, благодаря которой максимальное ускорение, которому подверглось МОКС-топливо в ходе испыта-

ний, не превысило 0,5г. Данные результаты получены при проведении экспериментов с использованием модели топливной сборки, которая была затем тщательно обследована на наличие повреждений. Никаких значимых деформаций эксперты не обнаружили.

Применение новой оригинальной технологии загрузки, в ходе которой нейтронная защита не прекращала выполнять своих функций, позволило снизить общую интегрированную дозу радиации, получаемую обслуживающим персоналом, по сравнению с первым поколением контейнеров.

Согласно испытаниям, FS65 сохраняет свою герметичность на глубине более 500м., хотя по нормативным документам данная величина определена в 15 метров.

Руководство компании Cogema полагает, что контейнеры FS65 и FS65-1300 являются весьма перспективными и их появление на рынке крайне своевременно. Изготовлено 15 единиц FS65 и 4 FS65-1300, причем последние находятся уже в активной эксплуатации.

ЧЕХИЯ

В начале 2000г. правительством ЧР принята концепция нац. энергетической политики, в которой определены долгосрочные перспективы по развитию энергетической отрасли промышленности и формированию соответствующей правовой и эконом. среды, способствующей экологизации данной сферы. По мнению разработчиков концепции, энергетическая политика ЧР призвана решить те же задачи, которые ставят перед собой государства ЕС: охрана окружающей среды в сочетании с поступательным развитием; гарантированность поставок энергии; поддержка конкурентоспособности нац. экономики.

По мнению чешских специалистов, энергоемкость ВВП Чехии в сравнении с развитыми государствами относительно высока (в 2,3 раза выше среднего показателя ЕС) и в целом такая же как в странах ЦВЕ. При этом в ЧР более низкая совокупная эконом. эффективность производства и иная структура первичных энергетических источников. Что касается структуры пром. сектора, то отмечается преобладание энергозатратных производств (чермет, производство стройматериалов). В этой связи в плане достижения энергетической сбалансированности экономики в целом и создания условий для вступления в ЕС основные задачи по трансформации энергетического сектора формулируются как: окончание процесса согласования тарифной структуры энергоресурсов и служб, устранение перекрестных дотаций; проведение приватизации госпакетов в ключевых энергетических компаниях при сохранении определенной степени госвливания на эксплуатацию энергетических ресурсов; установление ясных законодательных рамок для предпринимательских субъектов в целях обеспечения надежности поставок тепла и электроэнергии, устранение возможной дискриминации в отношении потенциальных поставщиков, гарантированность качества продукции и служб, охрана окружающей среды; способствование возникновению конкуренции в области производства и поставок энергии с постепенным предоставлением возможности выбора поставщика для отдельных групп потребителей (с ориентацией

на развитие ситуации в ЕС при сохранении гос. торгового баланса); содействие процессам экономии энергии, использование возобновляемых источников энергии и комбинированной выработки тепла и электроэнергии; создание условий для эксплуатации «чистых» угольных технологий, обеспечивающих задачи охраны окружающей среды и эконом. эффективности имея в виду, что последующее развитие ядерной энергетики может стать возможным вариантом трансформации энергетической политики ЧР.

В плане средств реализации нац. энергетической политики чешские специалисты отмечают, в качестве основных, использование имеющихся в стране запасов энергосырья, что, по их мнению, существенно снижает импортную зависимость, ведет к обеспечению энергобезопасности страны и ограничивает рост отрицат. торг. сальдо государства. Так, в частности, имеющиеся запасы бурого угля, с учетом снижения темпов добычи и экологических лимитов, будут исчерпаны к 2040г. Добыча черного угля также будет постепенно сокращаться с 14,1 млн.т. в 2000г. до 1 млн.т. к 2030г. Разработчики концепции предполагают дальнейшее развитие в стране ядерной энергетики, ближайшими целями которой является окончание строительства 2-х блоков АЭС «Темелин» и модернизация в целях продления срока эксплуатации АЭС «Дукованы». Потенциальное строительство новой АЭС может быть рассмотрено уже в 2015г. Возобновляемые источники энергии, исходя из временных рамок данной концепции, вряд ли смогут занять значит. место среди всей палитры энергетических источников. С учетом климатических условий развитие солнечной и ветроэнергетики в ЧР ограничено. Некоторый интерес представляют работы, связанные с использованием биомассы и фитоэнергетики. Определенный потенциал имеет гидроэнергетика малого масштаба и задействование геотермальных источников. В соответствии с расчетами экспертов Чешского энергетического агентства, возможно увеличить объем возобновляемых источников в существующей структуре до 6% к 2010г. (включая программы поддержки экономики энергии). Однако, это потребует 242 млрд.чк. в виде прямых инвестиций и 42,5 млрд.чк. в качестве дотаций. Часть фин. средств, как отмечают чешские специалисты, могла бы быть использована из бюджета европейской программы PHARE.

Особо в концепции энергетической политики подчеркивается важность интеграции Чехии в европейский энергетический рынок. В настоящее время чешские отношения с ЕС в этом плане строятся на основе т.н. Европейского договора (ЕД), который действует в ЧР с 1 янв. 1995г. В рамках первого этапа приведения в соответствие законодат. аспектов функционирования чешского внутреннего рынка с общеевропейским Еврокомиссия передала ЧР перечень ключевых положений всех европейских организаций (Европейское сообщество угля и стали, Европейское эконом. сообщество, Евроатом) и действующих норм, которыми регулируется энергетический рынок ЕС. В соответствии с ЕД Чехии предстоит: создать и поддерживать стратегические запасы нефти и нефтепродуктов, включая разработки предписания на их использование; разработать транспарентные и недискриминационные условия для предпринимательства в энергетике с четко определенным уров-

нем предпочтения нац. предприятиям; постепенно **либерализовать газовый и электрический рынки**, включая доступ третьих стран к энергетическим сетям; подготовить систему предоставления информации, касающейся сведений об экспорте/импорте энергии, ценах, налогообложении продукции; определить права и обязанности производителей и потребителей энергии, включая поддержку использования экологически чистых технологий (возобновляемые источники, когенерация); реализовать долговременное обеспечение ядерной и радиационной безопасности, в рамках программы охраны здоровья граждан ЕС; включиться в большей степени в существующие энергетические программы ЕС (Phare, Save, Joule Thermie, Altener, Synergy), а также структурные программы для ассоциированных стран (ISPA, LSIF).

Чехия взяла на себя обязательство трансформировать внутренний рынок до в ЕС, за исключением трех областей, в отношении которых попросила о предоставлении т.н. переходного периода. Речь идет о директивах 68/414/EHS (обязат. запасы нефти и нефтепродуктов, отложено до 2005г.); 96/92/ES (либерализация рынка электроэнергии, отложено до 2005г.), 98/30/ES (либерализация газового рынка, отложено до 2008г.).

В принятой правительством концепции энергетической политики приводится также рамочный сценарий развития чешской энергетической отрасли. Речь идет, в частности, о прогнозах изменения ряда макроэконом. показателей в соответствии с реализуемой эконом. политикой минпромышленности и торговли ЧР в среднесрочной перспективе, которые, по мнению чешских офици. лиц, весьма вероятны с точки зрения перспективы вступления в ЕС. Так, предполагается, что эксплуатация АЭС «Дукованы» будет продолжена без ограничений с возможностью продления до 2025г., оба блока АЭС «Темелин» будут своевременно пущены в эксплуатацию (2001 и 2002гг. соответственно), однако на начальном этапе генерируемая мощность будет ниже номинальной. Ожидается постепенное увеличение количества энергоблоков с комбинированным производством электричества и тепла (1000 мвт.). Маловероятно строительство новой ГРЭС большой мощности. Определенный импульс в развитии получают возобновляемые источники энергии, что будет стимулироваться гос. программами в этой сфере (Чешское энергетическое агентство, минэкологии ЧР). Системное производство электроэнергии и тепла будет основано на использовании ядерной энергетики, существующих запасов угля, сжигании газа в когенерационных установках, существующем потенциале гидроэнергетики и растущем применении возобновляемых источников энергии. Сценарий не предполагает строительство новых электростанций на чешском угле, имеющимся же станциям в 2008-22гг., может быть продлен срок эксплуатации до 2030-35гг. Однако это не связано с возобновлением добычи, которая была прекращена по экологическим соображениям. Экспорт бурого и черного угля, кокса будет сохранен до 2010г. Вывоз жидких и газообразных топлив не ограничен (в отношении газа подразумевается транзит). Экспорт электроэнергии также не ограничен. Предполагается, что к 2020г. энергоемкость чешской экономики значительно приблизится к средневропейской и составит 28 квт на 1 тыс.чк. ВВП, в 1,5 раза

увеличится потребление топлива и энергии в торговле и сфере услуг при сохранении структуры конечного потребления энергии.

К вопросу о закупках природного газа. Экономика Чешской Республики во многом зависит от ввозимого газа, причем роль природного газа в энергетическом балансе страны постоянно растет. На сегодня на долю газа приходится 20% общего энергетического потребления. Формирование стратегии энергетической политики сводится, как и прежде, к обеспечению безопасности поставок энергии.

В рамках альтернативного решения, обеспечивающего наличие двух или нескольких экспортеров природного газа, чешское руководство в 1997г. принимает решение по т.н. «норвежскому варианту». Распределив **квоты ввозимого природного газа (25% – Северное море и 75% – Россия)**, правительство заявило, что с точки зрения различного рода обстоятельств (читай политических), причинных связей, эконом. условий и географического местоположения Чехии, это максимум которого можно было достигнуть.

Рассматривая газ в полит. и стратегическом форматах, следует заметить, что Чешская Республика, как и ранее ЧССР, на сегодня остается наиболее значимым транзитным узлом, обеспечивающим перекачку рос. газа в страны западной и юж. Европы. Проекты, связанные со строительством параллельного газопровода через Беларусь и Польшу, как считают в Чехии, в определенной мере ущемляют полит. и стратегические устремления Чехии и Словакии в Европе.

В качестве очередного пропагандистско-утилитарного аргумента в пользу заведомо невыгодного с эконом. точки зрения решения по задействованию «северного» варианта, приводятся доводы, связанные с тех. проблемами. Речь идет об исключительных ситуациях, хотя подразумеваются не столько тех., сколь полит. аспекты проблемы.

Активно афишируется и новая система торговли газом. Если ранее к сделкам были допущены те, кто добыл газ, инвестировал строительство газопровода, доставил его к заказчику, то теперь, в рамках новых европейских директив, по мысли чешских экономистов необходимо строить новые взаимоотношения, рассматривая газ в качестве обычного товара. В этом же ракурсе рассматривается и возможность фин. объединения крупных газовых корпораций и фирм, где чешская сторона также хотела бы найти свое достойное место, особенно в коммерческом взаимодействии с Gaz de France.

Вместе с тем, расхождения во взглядах чешских экономистов на существование такой чешской структуры как Transgas, осуществляющей все операции с газом на внутреннем и внешнем рынках, вносят определенный диссонанс в стройный хор сторонников либерализации рынка. Суть разногласий сводится к необходимости раскола Transgas на множество мелких и независимых фирм, создания АО, с использованием возможностей проникновения на рынки производителя (для Чехии это не реально в силу отсутствия достаточных для этих целей фин. средств) или сохранении Transgas в качестве гос. предприятия. Противники последнего в основном ссылаются на возможную в этом случае потерю контактов с рынком, критики первых двух говорят об отсутствии необходимых условий и возможности неоправданного роста цен. В каче-

стве альтернативы этим вариантам, в последнее время все чаще звучат голоса в поддержку так называемого капиталового объединения с соседними странами, что, в конечном итоге, может обернуться поглощением чешского Transgasа инокомпаниями. Вместе с тем осторожный зондаж на Западе, проведенный чешской стороной, не выявил заинтересованности европейских фирм в участии в приватизации этого чешского сектора.

До конца 2000г. правительство предполагало разработать график приватизации таких энергетических предприятий как Transgas, CTZ и еще 16 дистрибуторских компаний. При этом отмечается, что 33% их собственности может быть реализовано на иностр. рынках капитала. На региональных дистрибуторских рынках основное влияние, по мнению разработчиков, должно остаться за Transgas.

Чили

Итоги 2000г. По данным 2000г. доля энергетического комплекса Ч. в ВВП страны составила 2,5%, при этом данная отрасль промышленности увеличила производственные показатели на 5% по сравнению с 1999 годом. Общее производство электроэнергии возросло с 31,5 млрд.квтч. до 33 млрд.квтч.; из указанного количества 52 действующие в стране ГЭС дали 62,5% электроэнергии, а 81 ТЭС, включая 5 ТЭС комбинированного цикла — 37,5%. В 2000г. вновь увеличилось количество электроэнергии произведенной на станциях входящих в центр. энергосеть Ч. Данный показатель, составлявший в 1999 г. 70,8% от общего объема, достиг уровня 73,3% (24,2 млрд.квтч.). Доля второй крупной энергосети Ч., охватывающей сев. часть страны (I и II регионы) снизилась соответственно с 24%, до 20,3% (6,7 млрд.квтч.).

Установленные электроэнергетические мощности Ч. в 2000г. увеличились на 11,2% или с 9150 мвт. до 10175 мвт., за счет устранения неполадок в турбинах фирмы «Сименс» на открытой в 1999г. ТЭС «Неуэнко» (принадлежит компании «Колбун»), давшей дополнительно 360 мвт. электроэнергии, и вывода на проектную мощность 240 мвт. ТЭС комбинированного цикла «Тальталь» компании «Эндеса».

Основными потребителями электроэнергии в стране оставались меднорудные предприятия (35% от общего объема потребления), другие отрасли промышленности (33%), ЖКХ (16%), бытовые объекты, предприятия торговли и обслуживания (8%), сельское хозяйство (1%), другие — 7%.

В результате ввода в строй новых или расширения мощностей действующих электростанций несколько изменились показатели участия основных производителей электроэнергии. Так в центр. энергосети предприятия входящие в испанскую фин.-пром. группу «Энерсис» составляли 55,7% против 48,7% в 1999г., в группу «Хенер» — 23,6% (23,8%), в чилийско-бельгийскую группу «Матте-Трактебел» — 15,5% (16,1%), другие — 4,8% (11,3%). В сев. энергосети страны показатели этих групп равнялись соответственно 29% (28,7%), 28% (27,5%), 24% (25,1%), другие — 19% (18,6%).

С учетом стабильно растущего в Ч. потребления электроэнергии основной задачей правит. органов страны регулирующих данный сектор нац. экономики (нац. комиссия по энергетике — НКЭ) стал поиск путей разрешения разногласий с частными

энергопроизводящими компаниями заморозившими свои долгосрочные проекты инвестиций. Свою позицию частный капитал обосновывает низкой рентабельностью строительства новых электростанций и расширением мощностей уже действующих в связи со снижением НКЭ Ч. на 45% в период с 1996 по 2000гг. «базовой» цены на электроэнергию. Является максим. ценой, устанавливаемой правительством, по которой производители могут реализовывать электроэнергию дистрибуторам. Перерасчет данного показателя производится один раз в 6 мес., был проведен в окт. 2000г. и его результатом стало увеличение «базовой» цены до 15 песо/квт. (0,027 долл./квт.) или на 14,3% по сравнению с предыдущим показателем. В апр. 2001г. правительство страны обещало внести изменения в систему расчета «базовой» цены и поднять ее еще на 4-5% что, по заявлению руководства НКЭ, станет последним компромиссным решением, т.к. дальнейшее повышение производителями цены приведет к резкому росту стоимости электроэнергии для потребителей. В 2000г. семья из 4 человек расходовала в месяц в среднем 100 квт. и платит за них в Уругвае — 14 долл., в Аргентине — 13,3 долл., Перу — 9,7 долл., Ч. — 9,4 долл.

По прогнозам НКЭ, если производители не изменят свою позицию и не возобновят инвестиции в новые проекты, в 2003г. в Ч. может возникнуть острый энергетический кризис за счет существенного превышения спроса над предложением в центр. энергосети (III-X регионы страны). Такие выводы были сделаны на основании принятой НКЭ в 2000г. программы строительства энергообъектов подготовленной на основе подаваемых компаниями-производителями предложений на ввод новых мощностей. Она включает: начатую в конце 2000г. фирмой «Кобун» (группа «Трактебел») установку двух доп. турбин мощностью 120 мвт. каждая на ТЭС комбинированного цикла «Неуэнко» (80 млн.долл. инвестиций, ввод в строй — 2002г.); строительство до 2003г. 2 очереди ТЭС комбинированного цикла «Тальталь» и доведение ее производительности до 360 мвт., от фирмы «Эндеса» входящей в группу «Энерсис», контролируется испанским холдингом «Эндеса Эспания», на что было выделено 200 млн.долл. инвестиций; пуск этой же компанией в 2003г. ГЭС «Ралько» мощность» 300 мвт., строительство которой финансируется с 1998г. (общий размер инвестиций 350 млн.долл.). В 2003г. в стране дополнительно будет вырабатываться 900 мвт. электроэнергии, а при росте потребления в среднем на 400 мвт. в год оно увеличится за три года на 1200 мвт., в результате чего дефицит составит 300 мвт.

В целях улучшения системы энергоснабжения страны НКЭ готовит нормативную базу необходимую для начала реализации в янв. 2004г. проекта ЛЭП, которая соединит сев. и центр. энергосети Ч. Создание единой сети позволит задействовать резервы установленных мощностей электростанций на севере Ч. доставляющие 1500 мвт., для покрытия потребностей потребителей в III-X регионах страны. Компании «Трансэлек» (продана в 2000г. группой «Энерсис» канадской «Гидро Квебек» за 1 млрд.долл.) и «Электроандина» (группа «Матта-Трактебел») уже выразили готовность выделить 200 млн.долл. на реализацию этого проекта при условии, что правительство в законодат. порядке опередит систему расчетов за транспортировку эле-

ктроэнергии на участке между двумя энергосетями (тарифы, место размещения передающей станции, др.). Данное положение было заложено НКЭ в пакет поправок к действующему с 1982г. закону «Лей электрика», который уже утвержден совмином и в марте 2001г. передан в нац. конгресс. С учетом, что содержащиеся в поправках предложения по совершенствованию системы энергоснабжения носят радикальный характер, их окончат. обсуждение и принятие ожидается не ранее конца 2003г.

В качестве альтернативного направления улучшения ситуаций с поставками электроэнергии в кризисные периоды правительство страны рассматривает проект соединения электросетей Ч. и Аргентины. Практической реализацией этих планов стало подписание во время визита в 2000г. президента Р.Лагоса в Аргентину доп. протокола о кооперации в области энергетики в рамках действующего с 1991г. договора, между двумя странами об эконом. взаимодополняемости. Целесообразность объединения энергосетей объясняется тем, что в сезоны, когда Ч. располагает значит. гидравлическими запасами, Аргентине гораздо выгоднее импортировать дешевую электроэнергию, производимую на чил. ГЭС, чем обходиться только собственными электростанциями, основная часть которых работает на угле, нефти и газе и имеет более высокую себестоимость производства. В свою очередь в кризисные периоды (засушливые сезоны, сбои в производственном секторе дисбаланс спроса-предложения) Ч. сможет решать возникающие проблемы за счет поставок аргентинской электроэнергии, вырабатываемой на ТЭС. По взаимному согласованию сторон к 2006г. будут построены две линии электропередач, одна в центр. зоне Ч., которая соединит г.Сантьяго и аргентинский г.Мендоса (270 км. ЛЭП напряжением 220 кв. общей проводной мощностью 400 мвт., 120 млн.долл. инвестиций), а вторая — в X регионе Ч. (600 км. ЛЭП мощностью 560 мвт., 180 млн.долл. инвестиций).

В целях дальнейшей электрификации страны (электроэнергией может пользоваться 76% населения) правительство Ч. намерено продолжить выполнение программы подведения электроэнергии в удаленные и труднодоступные районы, что в 1999-00гг. потребовало вложений из бюджетных средств на 115 млн.долл. До 2006г. эти инвестиции составят 185 млн.долл. и позволят довести процент снабжения страны электроэнергией до 90%.

В 2000г. продолжился спад собственного производства энергоносителей. гос. компанией «Энап», на шельфе Магелланов пролива было добыто 2 млн.бар. нефти или на 28% меньше, чем в 1999г., когда этот показатель составил 2,8 млн.бар. Производство жидкого газа упало на 5,2%, с 1439 тыс.бар. в 1999г. до 1365 тыс.бар. в 2000г. В течение последних 10 лет «Энап» инвестировал 150 млн.долл. на поиск новых месторождений нефти в Ч., однако, положит. результатов не получено, что стало причиной наращивания компанией инвестиций в дочернюю фирму «Сипетроль», ведущую разведку и добычу нефти за рубежом (в Египте, Эквадоре, Венесуэле, Колумбии, Бразилии и Аргентине). В 2000г. на эти цели вложено 70 млн.долл., а с 2001г. уровень инвестиций будет доходить до 100 млн.долл. в год. Ожидается, что в результате освоения месторождений в указанных странах ЭНАП доведет объемы добычи нефти с 7 млн.бар. в 2000г. (2 млн. — «Энап Магальянес», 5

млн. — «Сипетроль») до 15 млн. бар. в 2005г. и поднимет соответственно процент обеспечения внутр. рынка Ч. нефтью с 11% до 30%. В 2000г. переговоры об участии чил. компании в разведке и добыче нефти велись представителями «Энап» с Ливией и Ираном. Разведанные «Энап» запасы нефти за рубежом оцениваются в 150 млн.бар., собственные ресурсы в районе Магелланова пролива — в 8 млн.бар. нефти и 104 млрд.куб.м. жидкого газа.

В 2000г. «Энап» инвестировал в развитие своей производственной деятельности 55 млн.долл. из собственных доходов, 144 млн.долл. бюджетных средств и 280 млн.долл. полученных в качестве иноинвестиций от реализации совместных проектов. Основные объемы инвестиций были направлены на разведку и добычу энергоносителей, расширение перерабатывающих производств в «Энап», которые покрывают 86% потребностей чил. рынка в ГСМ.

ТЭК-99. Доля в ВВП страны составила 2,7%, при этом данная отрасль увеличила производственные показатели на 1,8% по сравнению с 1998г. Общее производство электроэнергии возросло с 34,4 до 35 млрд.квтч., из них с учетом имевшихся в стране в первой половине 1999г. проблем с гидро-ресурсами из-за изменения климатических условий и имевшей место засухи доля ГЭС в выработке электроэнергии за янв.-авг. составила 40%, ТЭС — 60%, а за авг.-дек. — 80% и 20% соответственно. При этом Нац. комиссией по энергетике Ч. были введены ограничения на использование ГЭС натуральных гидроресурсов страны с тем, чтобы в ближайший период иметь необходимые резервы воды в естественных и искусственных резервуарах на случай возникновения новых трудностей с их восполняемостью по причине отсутствия осадков. Установленные электроэнергетические мощности Ч. в 1999г. были увеличены на 24% и достигли 9150 мвт. (1998г. — 7375 мвт.), из них доля электростанций в центральном районе Ч., охватывающем с III по X регионы, составила 73% (6680 мвт.), а на севере страны в I-II регионах 27% (2470 мвт.), оставшиеся производственные мощности были установлены на ТЭС. По объемам потребления электроэнергии в 1999г. 1 место заняла горнорудная промышленность (33,5%), за ней следуют пром. предприятия других отраслей экономики (31,2% ЖКХ (16,8), бытовые объекты, предприятия торговли и обслуживания (8,1%), сельское хозяйство (1,2%), другие (9,2%).

Весь ТЭК Ч. контролируется частным капиталом, лидирующие позиции в производстве электроэнергии заняла ФПГ «Энерсис», которая в 1999г. произвела на принадлежащих ей ГЭС и ТЭС 12460 мвт. электроэнергии, при этом владеет 48,7% установленных мощностей в Центральной энергосети (система «Интерконектадо сентраль», III-X регионы), достигших 6682 мвт. и 2% в Северной энергосети (система «Интерконектадо Порте Гранде», I-II регионы), имеющей суммарных мощностей — 2468 мвт. За ней следует холдинг «Хенер-Колек», поставивший 11766 мвт. с 28 участия в Центр. энергосети и 27% — Северной. Третьим крупнейшим производителем стала группа «Трактел-Матте» с объемами производства 5678 мвт. и участием 14% и 39% соответственно.

Согласно планам гос. регулирования развития отрасли, которые утверждаются Нац. комиссией по энергетике (НКЭ), для покрытия растущих по-

требностей в электроэнергии (8% в год) в данный сектор экономики ежегодно необходимо вкладывать 800 млн.долл. инвестиций, с тем, чтобы установленные мощности увеличились примерно на 20% или на 1500 мвт. С учетом отмеченных задач, НКЭ одобрила программу частных инвестиций в отрасль, которая помимо расширения и увеличения действующих мощностей предусматривает строительство до 2008г. 11 электростанций (2 ГЭС и 9 ТЭС на газе). Из них самыми крупными проектами являются ввод в строй в 2000г. ГЭС «Мампиль» мощностью 52 мвт., в 2002г. — ГЭС «Ралько» (570 мвт.), в 2003-06 гг. — 8 ТЭС мощностью 332,4 мвт. каждая и 1 ГЭС на 103 мвт.

Основная ставка в развитии отрасли делается на сооружение электростанций на газе комбинированного цикла, что подкрепляется реализацией договоров с Аргентиной о наращивании поставок данного энергоносителя. В 1990-99 гг. в совместные проекты по прокладыванию газопроводов из Аргентины частными компаниями было вложено 4 млрд.долл. Самым крупным стал газопровод «Газ Атакама», открытый в 1999г., — 400 млн.долл. инвестиций, осуществленных компанией «Эндеса» холдинга «Энерсис». На 2001г. запланирован пуск в эксплуатацию еще одного газопровода из Аргентины «Нор Андино», работы по прокладке которого будут финансировать бельгийская компания «Трактебел» (67%) и испанская «Эдельнор» (33%). Указанный источник аргентинского газа будет обеспечивать потребности двух строящихся фирмой «Электроандина» ТЭС комбинированного цикла на севере Ч. в г.Токопилья. Компаниями, занятыми в производстве электроэнергии на газе, в Нац. совет по окружающей среде в 1999г. была направлена рекламация на фирмы, владеющие на севере страны угольными ТЭС. Несмотря на официально заявленный акт нарушения угольными ТЭС норм по вредным выбросам в атмосферу из-за использования при сжигании **тяжелых фракций нефти и угля** (Петкок), специалисты отмечают, что действия владельцев газовых ТЭС направлены на устранение конкурентов. Это объясняется тем, что **стоимость Петкок составляет 1 долл/т. на условиях ФОБ**, что резко снижает себестоимость производства электроэнергии, особенно в сравнении с аналогичными показателями на газовых ТЭС. В Ч. не запрещено использование в качестве энергоносителя Петкок, однако, заинтересованные стороны не оставляют намерений добиться закрытия данных электростанций, которые станут нерентабельными при введении требуемых санкций, так как не смогут производить «дешевую» продукцию только на угле из-за ограниченности его ресурсов и высокой импортной стоимости — 25-35 долл/т.

В условиях регулярно возникающих в стране кризисных ситуаций с обеспечением электроэнергией помимо строительства новых ТЭС комбинированного цикла на аргентинском газе на стадии реализации находится альтернативный проект соединения электросетей двух стран общими ЛЭП.

Соответствующий договор уже подписан спецкомиссиями правительств Ч. и Аргентины и находится на рассмотрении в МИД двух стран, которые должны в ходе совместных консультаций выработать регламент введения в действие общих энергосетей.

Основными преимуществами проекта кооперации в данной области является его быстрая реали-

зуемость (1 год), относительная дешевизна (на строительство ЛЭП потребуется 200 млн. частных инвестиций), а также взаимодополняемость ТЭК стран. Для Ч. в период отсутствия осадков выгоднее поставлять электроэнергию из Аргентины, которая располагает преимущественно ТЭС, работающими на собственном угле, нефти и газе, общей мощностью 20 тыс.мвт., чем производить ее на нац. предприятиях. В свою очередь в сезоны, когда в Ч. основные объекты электроэнергетики вырабатываются ГЭС, из-за низкой себестоимости, Аргентине дешевле импортировать ее из Ч. и снижать долю участия своих ТЭС. В случае оперативного согласования и утверждения сторонами всех деталей соглашения в конце 2000г. будет начато строительство 3 высоковольтных ЛЭП, которые соединят на севере Ч. аргентинский г.Сальта со II регионом (268 км. ЛЭП напряжением 345 кв., мощностью 630 мвт. и стоимостью 130 млн.долл.), в центральной зоне — г.Мендоса с г.Сантьяго (270 км. ЛЭП напряжением 220 кв., мощностью 400 мвт., 120 млн.долл.) и на юге страны — г.Коеуэ с X регионом (600 км. ЛЭП мощностью 560 мвт., 180 млн.долл.).

Вне зависимости от результатов переговоров с Аргентиной по данному вопросу НКЭ Ч. приступила в 1999г. к анализу и оценке двух предложенных бельгийской компанией «Трактебел» проектов подключения Центральной энергосети страны к Северной энергосети, что также позволит значительно улучшить ситуацию с электроснабжением в кризисные периоды. Согласно предложенному варианту, «Трактебел» готова создать консорциум из контролируемых ею фирм «Кольбун» и «Электроандина» и за 1,5г. вложить 100 млн.долл. в прокладку 570 км. ЛЭП.

Для повышения роли государства в регулировании ТЭК в сенате рассматривается проект поправок в нормативную базу ТЭК: законодательное запрещение «вертикальной» интеграции занятых в нем участников о том, чтобы исключить создание монополий, когда одна компания владеет предприятиями по производству, передаче и распределению электроэнергии. Примером распространения такой практики отрицательно сказывающейся на интересах потребителей стало приобретение группой «Энерсис» контрольных пакетов акций крупнейшего производителя электроэнергии — компании «Эндеса», поставщика — фирмы «Трансэлек», распределителей — «Чилэлектра» и «Рио Маипо».

В 1999г. продолжился спад собственного производства Ч. энергоносителей, гос. компанией «Энап» на шельфе «Магальянес» было добыто 229 тыс.куб.м. (1439 тыс.бар.) жидкого газа или на 3,3 меньше, чем в пред.г., когда этот показатель равнялся 237 тыс.куб.м. (1489 тыс.бар.). Производство нефти в 1999г. упало на 4,9% с 2948 тыс.бар. до 2805 тыс.бар., что привело к необходимости наращивания ее поставок из-за рубежа. В целом импорт нефти в 1999г. покрывал 93% потребностей Ч., увеличившись с 65567 тыс.бар. до 67876 тыс.бар. (+4%). Из общего объема импортных поставок: 80,6% было закуплено в странах Лат. Америки (Аргентина — 62%, Эквадор — 13, Венесуэла — 5,6), 16,8% в Африке (Нигерия — 11,3, Габон — 2,6%, Гвинея — 2,9%), 2,4% — в Малайзии.

ШВЕЦИЯ

Энергетика в 2000г. Общее потребление всех видов энергоресурсов в Ш. в 2000г. оставило 589 твтч. (расчет проводился в соответствии с рекомендуемым ООН методом для межд. статистики.). Небольшое снижение по сравнению с 1999г. (615 твтч.) связано с сокращением использования нефтепродуктов из-за высоких мировых цен на сырую нефть. Вместе с тем структура поступления энергоносителей на шведский рынок остается практически неизменной последние 5 лет.

Доля потребления природного газа в общей структуре энергоносителей составляет около 2%. Для сравнения доля потребления газа во всех странах Сев. Европы составляет 11%, а в среднем по ЕС – 25%.

Ш. не располагает пром. запасами газа, и все его поставки осуществляются через Данию на юго-запад Ш. Действующий газопровод имеет протяженность 300 км. и проходит от Мальме до Гетеборга. Распределит. сеть существует только на юго-западе страны и имеет протяженность 3000 км., к ней в качестве потребителей подключено 40% пром. предприятий и 40% ТЭС. В целом по стране газ поставляется 55 тыс. конечным потребителям в 25 коммунах, где он составляет 15-25% от общего объема потребления энергоносителей. В связи с увеличением применения газа в промышленности, его потребность к 2010г. возрастет более чем в 5 раз. Она достигнет 4900 млн.куб.м. и сохранится примерно на том же уровне до 2020г.

Дания не сможет справиться с подобными объемами и Ш. придется закупать газ у других производителей. В этой связи необходимо построить доп. ветки газопровода, соединяющие Ш. с другими поставщиками. В качестве основных поставщиков называются Норвегия и Россия.

Важным является сообщение в марте 2001г. компании Sydkraft о том, что Baltic Gas Interconnector (BGI) – проект, которым предусматривается доп. поставка газа в Ш., сделал еще «один важный шаг по направлению к своей реализации». Участники проекта – Sydkraft, Energy E2, Norsk Hydro и VNB (Verbundnetz Gas), завершили предварительное, поддержанное ЕС изучение проекта о газопроводе, который соединит Данию и Ш. с Германией. Общий вывод – позитивный, и, по сообщению Sydkraft, работа будет передана ЕС и нац. органам власти. Цель – начать эксплуатацию газопровода в 2004-05гг.

Согласно Директиве ЕС, Ш. приняла спец. закон о природном газе, который вступил в силу 1 авг. 2000г. В соответствии с принятым законом, Ш. открыла свой рынок газа для всех потребителей, имеющих годовую расход газа не менее 25 млн.куб.м. Реформа затронет на данном этапе 3-4 шведских предприятия (47% всего рынка), которые могут свободно выбирать себе поставщиков природного газа. В 2003г. право свободного определения поставщика газа получают организации, потребляющие в год не менее 15 млн.куб.м. **С 1 янв. 2006г. шведский рынок природного газа будет полностью открыт** для свободной конкуренции.

Доля ветроэнергетики в Ш. является незначит., но правительство проводит активную политику по привлечению в этот сектор доп. инвестиций. Ам. компания Eлron намеревается в ближайшие годы построить не менее 100 ветроэнергетических уста-

новок в южном Кальмарсунде. Стоимость проекта составляет 2 млрд. крон. Министр промышленности Ш. Bjorn Rosengren 21 марта 2001г. сообщил о планах строительства **крупнейшего в мире парка из 7 ветряных электростанций**, которые будут располагаться в 11 км. от побережья, вблизи г.Кальмарсунд. Станции будут принадлежать компании Eлron Wind. Министр рассматривает данный проект как очередной шаг на пути уменьшения доли электроэнергетики, вырабатываемой на АЭС. Шведская компания Vattenfall планирует построить 98 ветроэнергетических установок в р-не Кристианопель, что также потребует миллиардных инвестиций. Министр промышленности Ш. Bjorn Rosengren на обсуждении 8 марта 2001г. в риксдаге законопроекта по вопросу энергетики от имени правительства предложил увеличить строительство в стране ветряных электростанций. Он утверждал, что использование нового оборудования фирмы АББ позволяет повысить на 20% эффективность выработки электроэнергии на ветряных электростанциях, размещение их возможно на побережье, а также в горной местности. Министр полагает, что ветряные станции, при полномасштабном строительстве, способны дать до 20 твтч.; АЭС в Ш. сейчас вырабатывают 60 твтч. Работы по ликвидации атомной энергетики необходимо продолжить, считает Bjorn Rosengren. Он утверждает, что при благоприятном развитии ситуации реактор «Барсебек-2», возможно, будет закрыт с 2003г., а будущего для атомной энергетики в Ш. он не видит.

Объем производства электроэнергии в 2000г. составил 140,4 млн.мвтч., потребления – 145,1. На 22% сократилась выработка электроэнергии на АЭС, что связано с выводом из эксплуатации в нояб. 1999г. реактора «Барсебек-1». Спрос на электроэнергию был компенсирован за счет импорта – возрос в 2000г. на 116% и составил 18,3 млн.мвтч., увеличилось также на 8,5% производство на ТЭС.

С 1996г. в Ш. существует свободный рынок электроэнергии. Покупатель может свободно выбирать поставщика электричества, как внутри страны, так и за рубежом. По данным КЕС, **только Ш., Финляндия, Германия и Великобритания открыли свои энергорынки для полной конкуренции.** Это свидетельствует о том, что «средняя цифра либерализации энергорынка» в ЕС выше, чем миним. требование ЕС Директивы, и составляет сегодня 66%.

Цены на электроэнергию, согласно данным Евростата, снизились в среднем только на 6% с момента вступления «Энергетической Директивы» в силу в 1999г. Наибольшее снижение цен зафиксировано в Голландии (21%), Финляндии (16,7%) и Испании (15%). Шведский энергетический рынок был открыт для конкуренции еще до вступления в силу Директивы ЕС, и уже в то время **цены на электроэнергию в Ш. были самыми низкими в Европе.**

Для организации торговли электроэнергией в североевропейских странах создана спец. биржа NordPool. При конкурентоспособных ценах, существуют определенные предпосылки для поставки рос. электроэнергии через Финляндию на шведский рынок, как путем заключения контрактов непосредственно со шведами, так и с использованием финских фирм в качестве промежуточного звена. **30% импортируемой шведами из Финляндии электроэнергии имеет рос. происхождение.**

Производство электроэнергии в Ш., в млн.мвтч.

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Общее производство эл/эн.....	144,1	136,5	145,2	154,2	150,5	140,4
в т.ч. гидростанции.....	67,2	51,1	68,2	73,6	70,4	76,4
АЭС.....	67	71,4	66,9	70,5	70,2	54,8
ТЭС.....	9,8	13,9	9,9	9,8	9,5	8,8
Другие типы.....	0,1	0,1	0,1	0,3	0,4	0,4
Импорт.....	7,7	15,8	10,2	6,2	8,5	183
Экспорт.....	9,4	9,6	128	16,6	16,1	13,6

Россия продолжает оставаться основным поставщиком обогащенного урана в Ш., занимая 50-60% рынка. В 2000г. поставки ядерного топлива из России составили 55 т., или 23675 тыс. долл.

Рынок энергетических товаров в 1998г. Объем поступления всех видов энергоносителей на шведский рынок в 1998г. увеличился по сравнению с 1970г. на 36% и составил 622 твтч. (в 1997г. — 611 твтч.). Вместе с тем его структура значительно изменилась. Потребление нефти и нефтепродуктов, составляющее в 1970г. 77% от всего объема, сократилось в 1998г. до 33%. За данный период существенно возросло производство электроэнергии на АЭС и ГЭС в общем объеме потребляемой энергии с 9% до 47%. В 1998г. на ГЭС и АЭС выработалось 95% шведской электроэнергии. Доля использования твердого топлива (уголь, кокс, биотопливо и др.) также увеличилась с 4% в 1970г. до 15% в 1998г.

Структура поставок энергоносителей в 1998г., твтч.

Нефть и нефтепродукты.....	207	32,3%
Природный газ.....	9	1,4%
Уголь.....	26	4,2%
Дизтопливо, торф и др.....	92	14,8%
Гидроэнергия.....	76	12,2%
Атомная энергия.....	215*(72)	34,6 (11,6)%
Топливо из твердых отходов.....	9	1,4%
Экспорт электроэнергии.....	-11	-1,8
Всего.....	622	

* Потери при переработке урана в электроэнергию — 142 твтч.

Потребление нефти в 1998г. составило 23,4 млн.куб.м., что на 47% меньше по сравнению с 1970г. Эти показатели явились результатом политики Ш. в области энергетики, направленной на сокращение использования нефти, которая была разработана после нефтяного кризиса 70гг. Ш. не располагает пром. запасами сырой нефти. До 60% ее импорта приходится на регион Северного моря.

Импорт Ш. сырой нефти в 1998г. обеспечивали (в млн.куб.м.): Норвегия (11,3), Россия (2,3), Иран (2,1), Саудовская Аравия (1,8), Венесуэла (1,3), Дания (1,2), Великобритания (1,2), Германия (0,6), Нигерия (0,4).

С 1989г. Ш. является экспортером продуктов нефтепереработки. Их экспорт в 1998г. составил 9,5 млн.куб.м. и приходился, в основном, на Данию, Германию и Польшу.

Основное сокращение использование нефти приходится на область производства тепла и электроэнергии. В 1998г. потребление нефти на эти цели составило 7 млн.куб.м., что на 67% меньше по сравнению с 1977г.

Доля потребления природного газа в общей структуре энергоносителей составляет 2%. Он также не добывается в Ш., и все его поставки осуществляются за счет импорта из Дании. В 1998г. импорт прир. газа уменьшился на 1% по сравнению с предыдущим годом и составил 853 млн.куб.м.

Потребление биотоплива, торфа, древесного спирта и др. в 1998г. увеличилось до 92 твтч.

(14,8%). Эти энергоносители производятся в Ш. Они применяются в леспроме, районных котельных, для теплоснабжения жилых односемейных домов, производства электроэнергии. Доля потребления биотоплива будет возрастать.

Шведский импорт угля в 1998г. составил 1,2 млн.т., что на 25% меньше по сравнению с 1996г. За счет его использования на ТЭС компенсируют снижение производства электроэнергии на ГЭС во время засушливого года. Ш. импортирует уголь из Польши, США и Австралии (по 25% из каждой страны), а также **России**, Канады и Венесуэлы.

Объем производства электроэнергии в 1998г. в Ш. (в млн.мвтч.)

	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.
Общ. производство.....	144,1	136,5	145,2	154,2
Потребление.....	142,4	142,6	142,2	143,5
Экспорт.....	9,4	9,7	13,0	16,8
Импорт.....	7,7	15,9	10,3	6,1

С 1996г. в Ш. существует свободный рынок электроэнергии. Покупатель может свободно выбирать поставщика электричества, как внутри страны, так и за рубежом. Для организации торговли электроэнергией в североевропейских странах создана биржа NordPool. Средняя цена на бирже в 1998г. составляла 0,123 шведских крон за 1 квтч. При конкурентоспособных ценах существуют определенные предпосылки для поставки рос. электроэнергии через Финляндию на шведский рынок, как путем заключения контрактов непосредственно со шведами, так и с использованием финских фирм в качестве промежуточного звена. По оценкам шведских экспертов, **30% импортируемой шведами из Финляндии электроэнергии имеет рос. происхождение.**

Япония

Энергомаш. В области энергетического машиностроения в 1998 г. продолжились изменения, связанные с действием нового закона о дерегулировании рынка производителей электроэнергии, в соответствии с которым на этот рынок вышли металлургические, хим. нефтеперерабатывающие и т.п. компании. В результате начавшейся конкуренции на этом рынке 10 крупнейших энергокомпаний снизили тарифы на электроэнергию с фев. 1998 г. в среднем на 3,4%. Правительство поставило цель — снизить к 2001 г. тарифы на 20% по сравнению с уровнем 1997 г.

В связи с повышением экологических требований к новым энергетическим мощностям, сложностью решения вопросов выделения доп. площадей для строительства новых энергоблоков, темпы роста выпуска мощных электрогенераторов и другого оборудования электростанций в 1998 г. замедлились.

Общий объем рынка на комплектное оборудование для электростанций всех типов составил в 1998 г. 19 млрд.долл. (сокращение на 5% по сравнению с предыдущим годом). Большинство заказов на изготовление этого оборудования выполнялось т.н. «большой тройкой»: фирмами «Мицубиси Хэви», «Хитати» и «Тосиба», а также крупными инжиниринговыми компаниями страны.

Активизировали свою деятельность инжиниринговые фирмы «Тиода» и «Тоё Инжиниринг», которые ориентируются на нетрадиц. производителей электроэнергии, а также на зарубежных производителей более дешевых энергетических машин и оборудования.

На рынок вышел консорциум с участием компании «Кавасаки Хэви Индастриз» и одного из крупнейших в Европе производителей тяжелого электрогенерирующего оборудования — фирмы «Асеа Браун-Бовери» (Швейцария). Аналогичное соглашение заключили между собой электротех. японская компания «Фудзи Электрик» и германский электротехконцерн «Сименс». Активные действия на японском рынке проводит итал. компания «Ансальдо», которая ищет японских партнеров для продажи своего энергетического оборудования японским компаниям из числа независимых производителей электроэнергии.

Компании «большой тройки» рассматривают различные варианты удешевления своей продукции, в т.ч. путем кооперации друг с другом в разработках и производстве, путем закупок части оборудования за рубежом, путем привлечения зарубежных инжиниринговых компаний к выполнению проектных работ и др.

Угольная энергетика. Использование угля в качестве первичного источника энергии на ТЭС будет продолжать играть важную роль в течение ближайших 20-25 лет. Крупные японские корпорации-производители оборудования для энергетики стремятся повысить эффективность использования угля различных сортов при одновременном снижении вредных выбросов в атмосферу. Эти исследования проводятся в основном в рамках финансируемой МВТП нац. программы НИОКР «**Экологически чистая угольная энергетика**».

Фирма «Хитати» разработала и ввела в строй новую энергоустановку мощностью 350 мвт на ТЭС «Такехара», в которой используется угольная печь типа «сжиженного слоя», а также установку подобного типа мощностью 500 мвт на ТЭС «Нанао Оота». **Теплоэнергетические установки фирмы «Хитати» являются одними из наиболее совершенных в мире** как с точки зрения технико-эконом. показателей, так и по экологическим характеристикам.

В программе МВТП по развитию угольной энергетики большое внимание уделяется разработке технологий, которые должны способствовать снижению выбросов ТЭС в атмосферу углекислого газа, окислов серы и азота, в соответствии с межд. обязательствами, которые Я. приняла на себя на конференции ООН в г. Киото в дек. 1997 г. На проведение соответствующих НИОКР МВТП выделило в 1998 г. 1,1 млрд.иен госассигнований по следующим направлениям: сжижение или газификация угля; технологии очистки, сжигание и многофункциональный пиролиз угля.

Топливные элементы. Продолжаются работы по созданию энергетических установок **на основе «топливных элементов»** (ТЭ), которые могут стать технологическим «прорывом» в решении глобальных энергетических и экологических проблем.

Эти работы стали еще более актуальными после принятия страной на себя обязательств по снижению к 2010 г. уровня выброса в атмосферу углекислого газа на 6% ниже уровня 1990 г.

ТЭ основаны на принципе прямого преобразования химэнергии взаимодействия водорода с кислородом воздуха. В качестве источника водорода для ТЭ могут использоваться почти любые виды дешевого водородосодержащего сырья, в т.ч. нафта, прир. газ, метанол, пропан, газифицированный уголь, керосин и др.

Большим достоинством ТЭ является высокий коэффициент эффективности преобразования энергии (40-60%), а с учетом возможности утилизации тепла, образующегося при работе ТЭ, **кпд энергоустановки может достигать 80%**. При этом содержание загрязняющих атмосферу газообразных выбросов (окислов углерода, азота и серы) у таких энергоустановок значительно ниже, чем у традиц. ТЭС.

Работы проводятся в рамках программы МВТП «Нью Саншайн». Осуществляется четыре проекта по разработке базовых типов ТЭ и соответствующих энергоустановок на основе: фосфорной кислоты; расплавленного карбонатного топлива; твердых окислов; полимерного электролита.

Ожидается, что к 2010 г. суммарная мощность энергоустановок на ТЭ всех типов составит в Я. более 2000 мвт. 50% из них будут составлять установки на расплавленном карбонатном топливе.

Солнечная энергетика. Работы по созданию систем, преобразующих солнечную энергию в электрическую, осуществляются также в рамках нац. программы «Нью Саншайн».

Основной задачей является снижение стоимости электроэнергии, вырабатываемой солнечными батареями, до 100-200 иен за 1 ватт. Производители продолжают поиски технологий для увеличения эффективности преобразования солнечной энергии в электрическую с 12-15% (1996 г.) до 30-40% к 2000 г. Пока комплектные энергоустановки на солнечных батареях, которые предлагают японские фирмы-производители для установки в частных домах и небольших хозяйствах, являются достаточно дорогими (около 3 млн.иен при мощности 30 квт. и сроке окупаемости около 15 лет). В 1998 г. МВТП Я. расширило масштабы выдачи безвозвратных госсубсидий в 1 млн.иен для желающих установить такие системы. В области солнечной энергетики активно работают «Мицубиси Электрик», «Санио Электрик», «Тосиба», «Хитати», «Шарп», «Кэнон» и др.

Электрические машины, использующие явление сверхпроводимости. В рамках программы «Нью Саншайн» на работы по энерготехнике на основе явления сверхпроводимости в 1998 ф. г. было выделено 40 млрд.иен. «Хитати», «Тосиба» и «Мицубиси Электрик» обещают начать широкое практическое использование сверхпроводящих генераторов. **Фирма «Хитати» завершила испытания сверхпроводящего генератора мощностью 70 тыс.квт.** В ближайшем будущем «Хитати» и упомянутые другие фирмы планируют начать выпуск серийных сверхпроводящих генераторов мощностью от 600 тыс. до 1 млн.квт.

Сверхпроводящие электрогенераторы являются менее материало- и энергоемкими, по сравнению с генераторами обычного типа (экономия энергии на изготовление генератора той же мощности составляет 30-50%, при этом весогабаритные характеристики сверхпроводящих генераторов почти в два раза меньше).