

УЧРЕЖДЕНИЕ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
ИНСТИТУТ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ И МЕЖДУНАРОДНЫХ ОТНОШЕНИЙ РАН

Н.М. Байков, Р.Н. Гринкевич

**ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛЕЙ ТЭК В МИРЕ
И
ПО ОСНОВНЫМ РЕГИОНАМ ДО 2030 г.**

**Москва
ИМЭМО РАН
2009**

УДК 338.012
ББК 65.304.13
Ба 12

Серия “Библиотека Института мировой экономики и международных отношений” основана в 2009 году

Ба 12

Байков Н.М., Гринкевич Р.Н. Прогноз развития отраслей ТЭК в мире и по основным регионам до 2030 г. М.: ИМЭМО РАН, 2009. – 82 с.
ISBN 978-5-9535-0214-6

В работе рассмотрены основные тенденции потребления и производства топливно-энергетических ресурсов в мире в целом и по отдельным крупным группам регионов. Дан анализ современного состояния и перспектив развития добывающих, перерабатывающих и энергопреобразующих отраслей топливно-энергетического комплекса с учетом воздействия на них таких важнейших показателей, как темпы экономического роста, численности населения, динамики мировых цен на энергоносители, а также факторов, связанных с энергосбережением.

Bajkov N.M., Grinkevich R.N. Forecast of development of branches of thermal power station in the world and on the basic regions up to 2030.

In this forecast main trends of consumption and production of energy resources are considered in the world and its large regions. Analyses are given to the modern states and prospects for the development of producing, processing and energy transformation sectors of the energy industry, taking into account the impact of such very important indicators as the rates of economic growth, world population growth, dynamics of world energy prices and factors of energy conservation.

Публикации ИМЭМО РАН размещаются на сайте <http://www.imemo.ru>

ISBN 978-5-9535-0214-6

© ИМЭМО РАН, 2009
© Байков Н.М., Гринкевич Р.Н., 2009

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	3
ВВЕДЕНИЕ	4
1. ДИНАМИКА И СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ И ПРОИЗВОДСТВА ПЕРВИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ	5
1.1. Основные факторы, воздействующие на объемы потребления ПЭР	5
1.2. Динамика потребления первичных энергоресурсов в мире	13
1.3. Структура потребления и производства ПЭР	17
2. НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ	22
3. ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ	28
4. УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ	40
4.1. Мировое потребление угля	42
4.2. Мировая добыча угля	46
5. АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА	47
6. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ	50
7. ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ОТРАСЛИ ТЭК	55
7.1. Переработка нефти	55
7.2. Переработка газа	59
8. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА	63
8.1. Основные направления развития электроэнергетики	64
в мире на период до 2030 года	64
8.2. Состояние и перспективы развития электроэнергетики России	71
8.2.1. Современное состояние и основные проблемы электроэнергетики России	71
8.2.2. Перспективы развития электроэнергетики России	75
на период до 2030 года	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80

ВВЕДЕНИЕ

В настоящей работе авторами на основе анализа темпов экономического развития и тесно связанных с ними объемов потребления энергоресурсов в мире в целом и в отдельных его регионах даны прогнозные оценки развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в целом и отдельных его отраслей на перспективу до 2030г. При составлении прогноза принималось во внимание воздействие глобального экономического и финансового кризиса, оказавшего крайне негативное влияние на объемы потребления и производства ПЭР в начале прогнозного периода. Однако по мере выхода из экономического кризиса после 2010г. можно ожидать восстановления нормальной тенденции роста экономики и соответствующего роста потребления первичных энергоресурсов (ПЭР).

При составлении прогноза также принималось во внимание воздействие на объемы потребления энергоресурсов таких факторов, как численность населения, динамика изменения мировых цен на энергоносители (в первую очередь на нефть), проводимая отдельными странами и их группами энергосберегающая политика. Значительное внимание в прогнозе уделено постепенному наращиванию объемов потребления и производства возобновляемых источников энергии в связи с непрерывным удорожанием органических видов топлива, а также всевозрастающими объемами загрязнения окружающей среды.

При подготовке данной работы были критически рассмотрены последние прогнозы развития ТЭК, подготовленные Администрацией по энергетической информации Министерства энергетики США, Международным энергетическим агентством, а также ИМЭМО РАН.

В настоящей работе прогнозные показатели среднегодовых темпов прироста ВВП в мире в целом на 2010-2030гг., а также по его основным регионам, соответствуют аналогичным показателям, приведенным в вышеназванных прогнозах. Однако в связи с возрастанием неопределенности на более отдаленный период 2021-2030гг. внесены коррективы в сторону снижения как среднегодовых темпов прироста ВВП, так и среднегодовых темпов прироста потребления ПЭР.

По прогнозу, составленному Администрацией по энергетической информации Министерства энергетики США объем потребления ПЭР в мире к 2030г. по сравнению с 2010г. может вырасти примерно на 43%.

Наиболее быстрый рост потребления энергоресурсов за прогнозный период ожидается в развивающихся странах. В этих странах рост потребления энергоресурсов ожидается на уровне около 70%, в то время в странах ОЭСР не более 15%.

Потребление энергоресурсов в мире значительно различается не только между крупными группами стран, но даже и между отдельными ведущими странами этих групп. Поэтому в работе отдельно рассмотрено развитие отраслей ТЭК в промышленно развитых странах, входящих в ОЭСР, и развивающихся странах. В каждой из этих групп стран рассмотрено развитие ТЭК ведущей страны группы: по странам ОЭСР - в США, по развивающимся странам – в КНР.

Что же касается развития отраслей ТЭК России, то основные его показатели приняты по «Энергетической стратегии России на период до 2030г.» с некоторыми поправками, связанными с ухудшением сырьевой базы добывающих

отраслей, а также возникшими технологическими проблемами в перерабатывающих и энергопреобразующих отраслях ТЭК.

Работа может представлять интерес для занимающихся проблемами энергетики научных работников и специалистов отдельных отраслей при определении перспектив развития как отдельных отраслей ТЭК, так и комплекса в целом.

1. ДИНАМИКА И СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ И ПРОИЗВОДСТВА ПЕРВИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

1.1. Основные факторы, воздействующие на объемы потребления ПЭР

Энергия является основой обеспечения необходимых условий существования жизнедеятельности и развития человечества, уровня его материального и экономического благополучия, а также определяет взаимоотношения общества с окружающей средой.

Важнейшими факторами, влияющими на объемы потребления ПЭР, являются темпы экономического роста, численность населения, динамика мировых цен ПЭР (прежде всего на нефть), а также эффективность энергосберегающей политики.

На объемы энергопотребления большое влияние оказывают структурные изменения в экономике и промышленности. Это связано, прежде всего, с увеличением удельного веса мало энергоемких производств за счет внедрения инновационных технологий, включая в перспективе и нанотехнологии, что в целом будет способствовать снижению энергоемкости валового внутреннего продукта (ВВП).

Все вышеперечисленные условия, воздействующие на объемы потребления ПЭР, можно отнести к фундаментальным факторам рыночного характера. Однако немаловажную роль на объемы потребления ПЭР играют факторы нерыночного характера. К ним можно отнести факторы геополитического характера, такие как финансово-экономические кризисы, военные действия, объявления нефтяного эмбарго, которые могут привести к резким колебаниям объемов потребления ПЭР.

Нерыночные факторы воздействия на потребление ПЭР характеризуются более резкими нарушениями соответствия между предложением и спросом и соответственно колебаниями цен в первую очередь на нефть. За последний период такой крупный дисбаланс между предложением и спросом произошел в 1997-1998гг. и 2008-2009гг.

В 1997г. страны ОПЕК, учитывая высокие темпы развития экономики стран Юго-Восточной Азии, подняли квоту добычи нефти членами этой Организации, однако охвативший вскоре эти страны финансовый кризис привел к падению спроса на нефть с падением мировых цен с примерно \$20 до \$8 за баррель.

Резкий рост мировых цен на нефть в первой половине 2008г. с последующим их падением можно объяснить многими причинами. Одной из основных причин является следующее. В период с 2000г. по 2007г. среднегодовые темпы прироста ВВП в развивающихся странах с рыночной экономикой составили около 7%, в то время как цены на нефть росли недостаточными темпами. В результате отставания роста цен на нефть от роста экономического развития нефтяные компании оказались в затруднительном

положении по наращиванию капиталовложений в разведку и разработку нефтяных месторождений. Объемы добычи не смогли удовлетворить опережающие объемы спроса на нефть. Даже страны-члены ОПЕК и, прежде всего Саудовская Аравия, располагающие значительными резервными мощностями по добыче нефти для покрытия дефицита на рынке, были вынуждены сократить свои резервные мощности. Цены на нефть к июлю 2008г. достигли рекордного уровня - \$147 за баррель. Однако охвативший мир глобальный финансово-экономический кризис привел к резкому сокращению спроса на нефть и мировые цены на нее к концу 2008г. упали до \$33 за баррель.

На ближайшую перспективу по мере выхода из финансового и экономического кризиса и всевозрастающего спроса на нефть, особенно со стороны КНР и Индии, можно ожидать некоторого сбалансирования между предложением и спросом на нефть.

Ниже вкратце остановимся на воздействии вышеперечисленных факторов на объемы потребления ПЭР в целом в мире и отдельных группах стран в зависимости от уровня их экономического развития.

Темпы экономического роста являются одним из важнейших факторов, воздействующих на объемы потребления ПЭР. Однако это воздействие имеет свои особенности в промышленно развитых странах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), развивающихся странах и странах с переходной экономикой, включая Россию (табл. 1).

Таблица 1

Среднегодовые темпы прироста ВВП (в числителе) и потребления ПЭР (в знаменателе) по основным регионам мира, %%

Регионы	1990-2005 гг.	2006-2010 гг.	2011-2020 гг.	2021-2030 гг.	Средние темпы роста 2006-2030 гг.
Страны ОЭСР	2,25/1,20	1,00/0,10	2,5/0,70	2,25/0,55	2,10/0,55
Из них Северная Америка в т.ч. США	2,55/1,20 2,60/1,05	1,00/0,05 0,880/0,00	2,65/0,70 2,55/0,55	2,40/0,80 2,40/0,70	2,50/0,60 2,35/0,50
Европа	2,10/0,90	1,20/0,15	2,05/0,60	1,90/0,35	1,95/0,45
Азия	1,80/2,10	1,40/0,05	2,00/0,80	1,20/0,30	1,40/0,55
Развивающиеся страны	3,75/2,30	5,10/2,80	4,85/2,10	3,80/1,70	4,20/2,20
Из них Европа и Евразия в т.ч. Россия	-0,25/-1,70 -0,60/-1,60	4,55/1,35 4,90/1,20	3,45/1,05 3,30/1,05	2,35/0,50 2,20/0,45	3,45/0,90 3,40/0,90
Азия в т.ч. КНР	6,15/5,05 8,90/5,45	6,05/3,35 7,55/4,25	5,60/2,90 6,20/2,90	4,05/2,10 4,20/2,10	4,70/2,50 6,10/3,05
Ближний Восток	3,50/4,25	3,90/3,00	3,50/1,35	3,20/1,45	3,70/1,85
Африка	2,75/3,20	4,25/2,65	3,95/2,10	2,85/1,20	3,80/1,65
Центральная и Южная Америка	3,00/2,85	3,70/3,15	3,30/1,30	3,05/1,35	3,35/1,80
Мир в целом	2,80/1,70	2,85/1,55	3,50/1,45	2,90/1,20	3,40/1,45

Источники: 1. "International Energy Outlook 2009", (US, Wash., DOE/EIA, May 2009).

2. "World Energy Outlook". (France. Paris, IEA, November 2008).

3. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2030г.

В странах ОЭСР в 1990-2005гг. сохранялись более умеренные темпы роста как экономики, так и объемов потребления энергии. Однако охвативший мир экономический и финансовый кризис 2008-2010гг. особенно тяжелое воздействие оказал на экономику и потребление ПЭР стран ОЭСР. Под воздействием экономического и финансового кризиса темпы роста экономики по этой группе стран в период 2006-2010гг. упали более чем в 2,2 раза, а темпы потребления ПЭР в 12 раз.

В развивающихся странах в 1990-2005гг. сохранялись высокие темпы роста как экономики, так и потребления ПЭР. Высокие темпы экономического роста и потребления ПЭР в развивающихся странах связаны, прежде всего, с первичной индустриализацией и развитием базовых отраслей (в том числе добывающих), внедрением энергоемких технологий, а также созданием современной инфраструктуры. Особо высокие темпы роста экономики и потребления ПЭР в этот период характерны для стран Юго-Восточной Азии, где темпы роста экономики составили 6,15% в год и темпы роста потребления ПЭР – 5,05 %.

Экономический и финансовый кризис 2008-2010гг. оказал меньшее воздействие на темпы экономического роста и потребления развивающихся стран. Темпы экономического роста этих стран в 2006-2010гг. составили 5,10% по сравнению с 3,75% в год за предыдущие годы, а темпы потребления ПЭР, наоборот выросли с 2,30% до 2,80% в год.

В странах с переходной экономикой в 1990-2005гг. произошел глубокий экономический спад, сопровождавшийся резким сокращением потребления ПЭР. Особенно высокие темпы падения экономики в – 0,6% в год произошли в России при падении темпов потребления ПЭР в –1,6% в год. В период 2006-2010гг. несмотря на экономический и финансовый кризис в России темпы прироста экономики составили 4,9% в год. Такой показатель связан с выходом страны из глубокого спада экономики в предшествующие годы, а также установившимися в 1999-2008гг. высокими мировыми ценами на нефть.

В долгосрочном прогнозе вплоть до 2030г. в динамике объемов потребления энергоресурсов при средних темпах роста ВВП имеется два источника неопределенности. Во-первых, в тенденции роста экономики не принимают во внимание циклический характер развития экономики и возможности возникновения неожиданных геополитических потрясений в ней. Поэтому принятые в прогнозе темпы роста экономики могут не совпадать с фактическими показателями ее развития. Такая неопределенность присуща всем прогнозам. Чтобы минимизировать эту неопределенность, необходимо очень внимательно учитывать установившиеся тенденции предшествующего прогнозному периоду развития экономики. По мере удаления от начального периода долгосрочного прогноза неопределенность принятых показателей темпов роста экономики и потребления энергоресурсов соответственно возрастает. При этом темпы экономического роста остаются наиболее важным показателем, учитываемом при прогнозировании потребления ПЭР.

Второй источник неопределенности при прогнозировании темпов роста экономики связан с различиями применяемых в странах методов расчета ВВП. В настоящее время многие страны стремятся использовать в своих статистических показателях принятую ООН систему национальных счетов. Переход всех стран на эту систему будет также способствовать уменьшению неопределенности при оценке роста ВВП.

При оценке темпов экономического роста в 2011-2030гг. необходимо учитывать, прежде всего, падение темпов экономического роста в большей

степени в странах ОЭСР и в меньшей степени в развивающихся странах. По мере выхода из экономического и финансового кризиса, предположительно после 2010г., можно ожидать восстановления нормальной тенденции темпов роста мировой экономики.

В странах ОЭСР в период 2011-2030гг. ожидаются умеренные темпы экономического роста, при этом в 2011-2020гг. они могут достигнуть уровня около 2,5% в год, т.е. несколько выше фактического уровня 1990-2005гг. В последующее десятилетие 2021-2030гг. они могут составить 2,25% в год, т.е. несколько ниже предшествующего десятилетия. Более низкие уровни экономического роста будут характерны для стран ОЭСР Азии: соответственно около 2,0% в год в 2011-2020гг. и около 1,2% в год в 2021-2030гг.

Наиболее высокие темпы экономического роста в 2011-2030гг. будут характерны для развивающихся стран – соответственно порядка 4,85% в год за 2011-2020гг. и порядка 3,8% в год в 2021-2030гг. Из всех групп развивающихся стран по-прежнему высокими темпами будет расти экономика развивающихся стран Азии, а именно: порядка 5,6% в год в 2011-2020гг. и порядка 4,05% в 2021-2030гг. Темпы роста экономики КНР по-прежнему будут недостижимы для оставшихся групп развивающихся стран и могут составить порядка 6,20% в год в 2011-2020гг. и порядка 4,20% в год в 2021-2030гг. Темпы же роста экономики всех остальных групп развивающихся стран будут значительно выше темпов роста стран ОЭСР.

Рост численности населения играет существенную роль в оценке объемов потребления энергоресурсов. Численность населения в мире выросла с 5,29 млрд. человек в 1990г. до 6,59 млрд. в 2006г. и к 2030г. может достигнуть 8,3 млрд. Уровень жизни населения, оставаясь крайне неравномерным в различных странах и регионах, будет в целом расти, что способствует росту потребления энергоресурсов.

По данным ООН в 2006-2030гг. наиболее высокий рост населения на 24% ожидается в развивающихся странах, более умеренный рост на 6% - в промышленно развитых странах. В странах ОЭСР Азии ожидается даже некоторое снижение роста населения на 2,5% . В странах Восточной Европы и СНГ по этим данным также ожидается снижение роста населения за этот период на 1% .

На объем потребления первичных энергоресурсов огромное влияние оказывает состояние мировых цен на эти ресурсы и, прежде всего, цен на нефть. Колебания мировых цен на нефть происходят главным образом из-за нарушения баланса между спросом и предложением этого энергоносителя. Однако немаловажную роль в этих колебаниях играет состояние коммерческих запасов нефти в странах-импортерах, а также всевозможные спекулятивные операции нефтяных дилеров, занимающихся ее перепродажей.

В период установившейся понижательной тенденции мировых цен на нефть в странах-импортерах нефти происходит быстрое пополнение коммерческих запасов с соответствующим ростом потребности в этом энергоносителе. В периоды же повышения цен на нефть происходит срабатывание и снижение коммерческих запасов и спрос на импорт нефти сокращается, что ведет к снижению мировых цен на нефть. Аналогичные операции осуществляют перекупщики нефти на рынке разовых сделок, когда один и тот же товар в течение суток может быть перепродан десятки и иногда сотни раз. Все действия по снижению цен на нефть направлены на уменьшение дохода, получаемого странами-экспортерами нефти.

Однако у стран-членов ОПЕК есть определенные возможности путем снижения или повышения квот добычи поддерживать коммерческие запасы нефти у стран-импортеров на минимальном уровне. Тем самым странам ОПЕК удастся минимизировать снижение мировых цен на нефть накоплением в больших объемах коммерческих запасов с последующим их срабатыванием.

Динамика изменения мировых цен на нефть за период 1990-2008гг. приведена в табл. 2, где прослеживаются резкие падения цен в 1998г. и в конце 2008г., произошедшие под действием не рыночных факторов.

Таблица 2

Динамика изменения мировых цен на нефть в 1990-2008гг.
(долл. за баррель в текущих ценах)

Годы	Средневзвешенная цена	Годы	Средневзвешенная цена	Годы	Средневзвешенная цена
1990	22,05	2000	28,24	2006	64,8
1995	17,20	2001	24,28	2007	71,1
1996	20,37	2002	24,95	2008	97,0
1997	19,27	2003	28,89	I кв.	95,5
1998	13,07	2004	37,76	II кв.	121,1
1999	17,98	2005	53,40	III кв.	115,5
				IV кв.	56,1

Источнику: 1. *International Financial Statistics*. Washington, DC. September 2001.

2. *Ibid*, 2007, March.

3. *Ibid*, 2009, March.

При прогнозировании мировых цен на нефть на более отдаленный период 2010-2030гг. необходимо учитывать следующие факторы. В XX столетии была открыта большая часть крупных и крупнейших месторождений нефти с низкими издержками ее добычи. Запасы нефти в большинстве из них в значительной степени уже истощены и разработка ведется в стадии падающей добычи. Если в 60-е годы прошлого столетия ежегодные приросты новых запасов нефти достигали 9,6 млрд. т, то уже в 90-е годы объемы запасов на вновь открытых месторождениях за счет чистой разведки не превышали 2,7 млрд. т, что создает крайне трудные условия для возмещения объемов текущей ее добычи. В последние десятилетия непрерывно растет количество открываемых месторождений с небольшими запасами на фоне резкого снижения количества открываемых крупных месторождений.

Снижение объемов прироста запасов на вновь открываемых месторождениях в условиях опережающих темпов прироста объемов добычи нефти ведет к сокращению обеспеченности запасами. Обеспеченность запасами обычных нефтей в мире в 1990г. составляла 46 лет. Однако в 2003г. Управление по энергетике и коммунальному хозяйству провинции Альберта (Канада) включило в извлекаемые запасы 27,18 млрд. т битумов, содержащихся в битуминозных песчаниках. По мнению представителей Канадской ассоциации по добыче нефти эти оценки якобы достаточно точно отражают объемы возможных извлекаемых запасов битумов с использованием имеющихся на сегодня технологий их добычи. По данным американского журнала *Oil and Gas Journal* в 2008г. без учета этих запасов битумов запасы обычных нефтей составляли 160,0 млрд. т. При объеме добычи нефти в мире в 2008г. 3,648 млрд. т обеспеченность запасами обычных нефтей составляет 43,8 лет. Сокращение обеспеченности запасами обычных нефтей было бы еще более ощутимо если бы в нефтяной

промышленности за последние десятилетия не осуществлялись достаточно успешные мероприятия по наращиванию извлекаемых запасов нефти в находящихся в эксплуатации месторождениях. Эти мероприятия направлены на совершенствование методов их разработки, включая внедрение новых методов увеличения нефтеотдачи пластов. Но при всех условиях основная нагрузка по наращиванию запасов нефти и в перспективе будет обеспечиваться за счет открытия все возрастающего количества небольших по запасам месторождений. Нельзя также исключить потенциальных возможностей открытия крупных месторождений в глубоководных шельфах морей и океанов, включая арктические с тяжелыми ледовыми условиями, а также в труднодоступных регионах с суровыми климатическими условиями.

Достигнутый за последние десятилетия технический прогресс в области сейсморазведки, связанный с переходом от 2-х мерных к 3-х мерным методам ведения работ, подкрепленный мощной компьютерной базой для интерпретации полученных данных, позволяет с меньшим объемом разведочного бурения открывать новые месторождения. Проведены не менее масштабные работы по совершенствованию технологии бурения в глубоководных шельфах и в регионах с суровыми климатическими условиями. Все это позволяет в XXI столетии наращивать запасы нефти при приемлемых затратах на открытие новых запасов в чрезвычайно сложных условиях. Однако, несмотря на огромные возможности технического прогресса в области разведки и разработки нефтяных месторождений общая тенденция удорожания добычи нефти сохранится из-за возрастающего объема работ в труднодоступных регионах с высокими издержками производства. Неизбежные всевозрастающие затраты на разработку нефтяных месторождений будут способствовать росту мировых цен на нефть.

Некоторые западные эксперты считают, что в прогнозный период можно ожидать значительного объема наращивания добычи нетрадиционных видов жидкого топлива и по мере совершенствования технологических процессов их производства якобы будет расти конкурентоспособность с обычными нефтями. В связи с этим за последние годы все большее внимание стало уделяться разработке нетрадиционных ресурсов нефти, таких как месторождений битуминозных песчаников, сверхтяжелых нефтей, горючих сланцев, а также получению жидких углеводородов из природного газа и угля (gas-to-liquids и coal-to-liquids). В 2006г. добыча и производство жидких углеводородов из этих нетрадиционных источников составила 155 млн. т или 3,5% от общей добычи нефти в мире. Технологические трудности добычи нетрадиционных ресурсов нефти, а также их переработка, связанная с загрязнением окружающей среды, вряд ли будут способствовать за прогнозный период значительному наращиванию объемов их производства. Основным препятствием, сдерживающим производство жидких видов топлива из нетрадиционных источников, являются ожидаемые на перспективу принимаемые меры по охране окружающей среды. Учитывая все перечисленные факторы к 2030г. можно ожидать производство жидкого топлива из нетрадиционных ресурсов в пределах 12-13% от общего объема добычи жидких видов топлива.

На долгосрочную перспективу можно ожидать усложняющихся условий по наращиванию объемов добычи обычных нефтей и незначительного прироста добычи жидких углеводородов из нетрадиционных ресурсов, конкурентоспособность которых вряд ли будет достигнута в течение прогнозного периода. Эти факторы служат основанием утверждать, что по мере выхода из экономического и финансового кризиса можно ожидать постепенного повышения

мировых цен на нефть. В условиях среднего варианта темпов роста мировой экономики мировые цены примерно с \$61 за баррель в 2009г. могут вырасти примерно до \$110 за баррель к 2015г. и до примерно \$130 за баррель к 2030г.

Нельзя исключить в перспективе и резкого скачка мировых цен на нефть уже в 2010-2011гг. из-за резкого снижения капиталовложений в нефтегазовую отрасль, что оказывает крайне негативное влияние на объемы добычи нефти, что приведет к резкому отставанию предложения нефти над спросом. Это может привести к очередному неконтролируемому скачку цен на нефть. По мнению ряда экспертов, цена нефти может достигнуть и \$150 за баррель.

Формирование цен на природный газ имеет свои особенности. В отличие от мирового рынка нефти рынки природного газа имеют региональный характер в основном из-за высоких издержек на его транспортировку. Цены на природный газ в Европе и сжиженный природный газ в странах Юго-Восточной Азии привязаны к цене нефти и в них находит отражение конкурентоспособность этого ценного вида топлива с нефтепродуктами. Соотношение между ценами на газ и нефть находится в пределах 0,6-0,7 и такое соотношение может сохраниться и на весь прогнозный период.

Мировые цены на уголь в период 2006-2030гг. могут сохраниться на уровне \$45-50 за тонну. Прогнозируемое значительное повышение производительности труда в угольной промышленности будет способствовать снижению издержек производства при добыче угля. Однако воздействие этого фактора на изменение цен на уголь может быть сведено к минимуму из-за увеличения расходов на транспорт и другие затраты, связанные с прогнозируемым удорожанием нефти после 2010г.

Повышение эффективности использования нефти и энергосбережение оказывают непосредственное влияние на объемы потребления энергоресурсов.

Особенностью современного этапа развития экономики многих стран, особенно стран ОЭСР, является ресурсосберегающий и, в частности, энергосберегающий характер. Неоднократные повышения цен на энергоносители (особенно на нефть) после энергетического кризиса 1973-1974гг. стали решающим фактором, способствовавшим эффективному использованию энергии и переводу национальных экономик многих стран на энергосберегающий путь развития.

Мерилом эффективного использования энергии служит такой агрегированный показатель, как энергоемкость, представляющая общее потребление первичной энергии для выработки единицы валового внутреннего продукта (ВВП). Изменение энергоемкости ВВП за определенный период времени является важным показателем экономного или расточительного использования энергоресурсов.

Существуют значительные различия удельной энергоемкости между промышленно развитыми странами ОЭСР и развивающимися странами, а также между отдельными странами, входящими в эти две группы (табл.3).

Таблица 3

Изменение энергоёмкости по регионам и отдельным странам за период 1990-2030гг. (т.у.т. на \$1000 2005г.)

Регионы и отдельные страны	Фактически		Прогноз				
	1990	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Страны ОЭСР в т. ч. США	0,304	0,241	0,235	0,214	0,198	0,169	0,169
	0,319	0,282	0,270	0,238	0,216	0,197	0,179
Развивающиеся страны в т.ч.: КНР Россия	0,441	0,336	0,314	0,259	0,227	0,204	0,184
	0,768	0,442	0,375	0,311	0,264	0,234	0,212
	0,754	0,598	0,498	0,432	0,389	0,352	0,321
Мир в целом	0,351	0,283	0,266	0,237	0,214	0,194	0,177

Источники:

1. "International Energy Outlook 2009". (US, Washington, DOE/EIA, June 2009).
2. Энергетическая стратегия России на период до 2020г.

Наиболее низкая энергоёмкость ВВП характерна для стран ОЭСР, экономика которых отличается меньшим вкладом в нее ресурсных и энергоёмких производств, значительной долей наукоемких и информационных технологий и услуг. В этих странах за два прошлых десятилетия 1990-2010гг. энергоёмкость ВВП снизилась примерно на 23%. За последующие два десятилетия прогнозного периода 2010-2030гг. ожидается снижение энергоёмкости почти на 28%. Это свидетельствует о том, что в этих странах еще не исчерпаны возможности перевода экономики на дальнейшие энергосберегающие технологии. Энергоёмкость ВВП США за прошедшие два десятилетия снизилась на 15%. За период 2010-2030гг. ожидается дальнейшее снижение примерно на 34%. Энергоёмкость ВВП США за весь рассматриваемый период с 1990 до 2030г. сохранится несколько выше показателей энергоёмкости стран ОЭСР в целом, что свидетельствует о более энергозатратной экономике страны среди стран этой Организации.

Энергоёмкость ВВП развивающихся стран за прошедшие два десятилетия превысила показатели стран ОЭСР в 1,45 раза в 1990г. и превысит в 1,32 раза в 2010г. В период 2010-2030гг. ожидается резкое снижение этого показателя до 41%, в результате чего энергоёмкость ВВП этих стран к 2030г. приблизится к уровню энергоёмкости стран ОЭСР.

В отличие от стран ОЭСР в России из-за глубокого спада промышленного производства за период 1990-2000гг. энергоёмкость ВВП оставалась одной из высоких в мире после КНР. За весь этот период энергоёмкость ВВП России превысила аналогичные показатели стран ОЭСР более чем в 2,5 раза. Это произошло, во-первых, из-за резкого сокращения производства продукции машиностроения и других энергосберегающих высокотехнологичных отраслей промышленности, во-вторых, из-за недостатка инвестиций в обновление производственного аппарата происходил ускоренный физический износ основных фондов и соответственно ухудшение их характеристик по потреблению энергии. В прогнозный период 2010-2030гг., хотя энергоёмкость ВВП России может снизиться почти на 36%, но к 2030г. она будет выше аналогичных показателей стран ОЭСР почти в 1,9 раза.

В 1990-е годы энергоёмкость ВВП КНР оставалась самой высокой в мире (порядка 0,768 т.у.т. на \$1000 2005г.). В последующее десятилетие 1990-2010гг. произошло резкое снижение энергоёмкости на 51%. За прогнозный период 2010-

2030г. энергоемкость ВВП КНР может снизиться еще почти на 36% . К 2030г. энергоемкость ВВП КНР превысит аналогичный показатель стран ОЭСР только в 1,25 раза.

1.2. Динамика потребления первичных энергоресурсов в мире

С учетом основных факторов, воздействующих на объемы потребления первичных энергоресурсов , а также, принимая во внимание некоторое снижение спроса на ПЭР в связи с финансовым и экономическим кризисом 2008-2010гг., в таблице 4 приведены прогнозные оценки потребления ПЭР по среднему варианту темпов роста ВВП за 2006-2030гг. по основным регионам, а также мира в целом.

Таблица 4

Динамика потребления ПЭР по основным регионам мира за 2006-2030гг. (млн. т.у.т.)

Регионы	2006	2010	2015	2020	2025	2030	Темпы прироста за 2006-2030, %
Страны ОЭСР	8697,6	8740	9080	9410	9660	10000	0,6
Северная Америка	4366,8	4360	4530	4700	4880	5100	0,6
Европа	2937,6	2960	3050	3160	3200	3300	0,5
Азия	1393,2	1420	1500	1550	1580	1600	0,6
Развивающиеся страны	8308,8	9540	10750	11970	13170	14380	2,3
Европа и Евразия	1825,2	1940	2070	2170	2230	2280	0,9
Азия	4233,6	5000	5870	6800	7700	8620	3,0
Ближний Восток	856,8	990	1090	1150	1240	1350	1,9
Африка	522,0	590	630	680	740	780	1,7
Центральная и Южная Америка	871,2	1020	1090	1170	1260	1350	1,9
Мир в целом	17006,4	18280	19830	21380	22830	24380	1,5

Источники: те же, что и к таблице 1.

В развивающихся странах среднегодовые темпы прироста потребления ПЭР ожидаются выше темпов его прироста в странах ОЭСР. Это обусловлено более быстрым ростом промышленного производства, численности населения, урбанизацией и переводом экономик этих стран на использование коммерческих видов ПЭР.

В странах же ОЭСР темпы прироста потребления ПЭР за прогнозный период составят не более 0,6% в год, (почти в 3,8 раза ниже показателей развивающихся стран), что связано с уже созданным в этих странах высоким уровнем энергетической инфраструктуры.

Если в 2006г. доля стран ОЭСР в общемировом потреблении ПЭР составила 51%, то к 2030г. их доля снизится примерно до 41%, а доля развивающихся стран достигнет 59%. Из развивающихся стран наиболее масштабный рост потребления ПЭР в перспективе намечается в КНР и Индии. Если доля этих стран в общем объеме потреблении ПЭР в 2006г. составила 19,2%, то к 2030г. может вырасти до 28%.

В отличие от этих стран доля США в общем объеме потребления ПЭР в мире за этот период снизится с 21% в 2006г. до примерно 17% в 2030г. Соответственно за этот период снизятся доли потребления ПЭР стран Западной Европы с 17 до 14%, стран ОЭСР Азии – с 8,2 до 6,6%.

Перспективы мирового потребления ПЭР из различных источников. В прогнозный период будет наблюдаться рост потребления ПЭР всех видов энергоресурсов с различной степенью прироста каждого из них.

В связи с тем, что мировые цены на нефть за весь прогнозный период будут поддерживаться на относительно высоком уровне, соответственно и темпы прироста ее потребления ожидаются самыми низкими в пределах не более 0,9% в год. Наиболее высокими темпами на уровне 3% в год будет расти потребление возобновляемых источников энергии. Высоким темпам роста потребления возобновляемых источников энергии способствуют следующие факторы:

- ожидаемые высокие цены на нефть;
- нарастающее беспокойство в мире о состоянии окружающей среды из-за потребления органических видов топлива;
- принятые многими странами меры по наращиванию объемов потребления возобновляемых источников энергии.

Несмотря на некоторое снижение доли потребления нефти за прогнозный период с 36 до 32% по объему потребления ПЭР в прогнозный период, за ней будет сохранено устойчивое первое место среди остальных источников энергии. Все это будет происходить на фоне ожидаемых высоких цен на нефть и многие потребители энергии будут предпринимать меры, где это приемлемо, снижать потребление нефти.

В прогнозный период ожидается сокращение потребления нефти также в жилом и коммерческом секторах. В электроэнергетике ожидается ежегодное сокращение в мире потребления нефтепродуктов до 0,3%. Только в странах Ближнего Востока с их огромными запасами нефти до 25% объема вырабатываемой энергии намечается осуществлять за счет сжигания нефтяного топлива.

На транспорте, как и прежде, доминирующее положение будет сохраняться за нефтью из-за отсутствия пока приемлемых технологических и технических решений по переводу его на другие источники энергии.

В промышленности за прогнозный период можно ожидать некоторого снижения темпов потребления нефти по сравнению с предшествующим периодом. Это связано, в основном, с внедрением в этой отрасли энергосберегающих технологий и, где это приемлемо, вытеснение нефти другими более экономичными видами энергоресурсов.

Важная роль для выработки электроэнергии во всем мире отводится природному газу, как наиболее эффективному и менее загрязняющему окружающую среду топливу органического происхождения. За прогнозный период общее потребление газа вырастет с 1945 млрд. м³ примерно до 4300 млрд. м³, при темпах прироста 1,6% в год, а в электроэнергетике ежегодные темпы прироста объемов потребления природного газа могут составить до 2,1% в год. После выхода из экономического кризиса ожидаемый рост мировых цен на нефть будет способствовать наращиванию потребления природного газа, как менее дорогостоящего источника энергии. Потребление газа будет расти в первую очередь в промышленности, где вновь строящиеся нефтехимические предприятия в качестве сырья будут наращивать объемы потребления природного газа.

В прогнозный период ожидается значительный рост мирового потребления угля с 4590 до примерно 6800 млн. т.у.т. при ежегодных темпах прироста до 1,7%. Доля угля в общем объеме потребления ПЭР вырастет с 27% в 2006г. до 28% в 2030г. Если в перспективе не будут приняты политические или законодательные решения, ограничивающие рост потребления угля, то в США, КНР и Индии предпочтение будет отдано потреблению угля вместо дорогостоящих видов топлива. В этом случае к 2030г. до 88% от всего наращиваемого объема потребления угля сохранят за собой эти страны. Объемы потребления угля можно ожидать в странах ОЭСР Западной Европы и в Японии, где намечается падение или незначительный рост численности населения. Кроме того, в этих странах намечается незначительный рост потребления электроэнергии и в выработке последней предпочтение будет отдано возобновляемым источникам энергии, природному газу, а также АЭС.

Выработка электроэнергии за прогнозный период вырастет почти на 77% с 18,0 трлн. кВт.ч. в 2006г. до 31,8 трлн. кВт.ч. к 2030г. Наиболее быстрыми темпами в 3,5% в год намечается рост выработки электроэнергии в развивающихся странах, что связано с ростом уровня жизни в этих странах с соответствующим ростом спроса на электробытовые приборы, а также развитием сферы услуг, включая строительство объектов здравоохранения, торговых центров. В странах же ОЭСР с уже созданной инфраструктурой на высоком уровне, а также относительно незначительным ростом численности населения, темпы роста потребления электроэнергии составят не более 1,2%.

В настоящее время более 60% электроэнергии в мире вырабатывается за счет сжигания природного газа и угля. К 2030г. доля вырабатываемой электроэнергии за счет их сжигания достигнет 64%. В развивающихся странах Азии с их огромными запасами угля в условиях высоких цен на нефть и газ уголь является наиболее экономически эффективным видом топлива для выработки электроэнергии.

В прогнозный период для выработки электроэнергии наиболее высокими темпами в 2,9% в год будет расти потребление возобновляемых источников энергии. Основной рост производства электроэнергии будет осуществлен за счет наращивания мощностей гидро- и ветровых электростанций. К 2030г. объем выработанной электроэнергии из возобновляемых источников вырастет на 3,3 трлн. кВт.ч., из них на гидростанциях – до 1,8 трлн. кВт.ч. и на ветровых – до 1,1 трлн. кВт.ч. Необходимо отметить, что выработка электроэнергии за прогнозный период на базе возобновляемых источников, за исключением гидроэнергии, вряд ли сможет конкурировать со станциями на органическом виде топлива. Рост выработки электроэнергии на базе остальных возобновляемых источников энергии будет в основном связан с политикой отдельных стран, направленной на создание льготных условий для строительства и эксплуатации таких станций.

Несмотря на то, что за прогнозный период в целом будут наращиваться мощности по выработке электроэнергии из возобновляемых источников, в странах ОЭСР и развивающихся странах имеются различные подходы к решению этой проблемы.

В странах ОЭСР основные имеющиеся гидроресурсы уже задействованы, за исключением Канады и Турции, где намечается строительство очень ограниченного количества крупных гидроэлектростанций. Поэтому в странах ОЭСР в перспективе будет осуществляться наращивание мощностей за счет строительства ветровых электростанций и станций на базе биотоплива. Во многих же странах ОЭСР, особенно в странах Западной Европы, уже

придерживаются политики, предусматривающей снижение тарифов, льгот по налогообложению и установление квот, что будет способствовать наращиванию мощностей по выработке электроэнергии на базе возобновляемых источников.

В отличие от стран ОЭСР в развивающихся странах наибольший объем выработки электроэнергии из возобновляемых источников будет осуществляться за счет строительства гидроэлектростанций. В таких странах, как КНР, Индия, Бразилия, Вьетнам и Лаос ожидается наращивание мощностей по производству электроэнергии из возобновляемых источников за счет строительства гидроэлектростанций средней и повышенной мощности. В развивающихся странах выработка электроэнергии на ветровых электростанциях будет расти также более высокими темпами, чем в странах ОЭСР. В развивающихся странах только в КНР будет введено до 88% от общего объема вновь построенных ветровых электростанций. В КНР ожидается рост выработки электроэнергии на ветровых электростанциях с 2 млрд. кВт.ч. в 2006г. до 315 млрд. кВт.ч. к 2030г. Несмотря на такой рост, общая мощность введенных ветровых электростанций в КНР не превысит и половины введенных мощностей на новых гидроэлектростанциях.

Выработка электроэнергии на АЭС за прогнозный период ожидается с 2,7 трлн. кВт.ч. в 2006г. до 3,8 трлн. кВт.ч. к 2030г. Росту выработки электроэнергии на АЭС способствуют такие факторы, как ожидаемый рост цен на органические виды топлива, обеспечение энергетической безопасности, а также проблемы, связанные с загрязнением окружающей среды. Несмотря на потребности в высоких капиталовложениях и эксплуатационных расходах выработка электроэнергии на АЭС становится конкурентоспособной по сравнению с выработкой ее на органических видах топлива в условиях ожидаемого увеличения стоимости нефти и газа. Кроме того, существующим АЭС характерна высокая степень загрузки и большинству находящихся в эксплуатации старых АЭС в странах ОЭСР и развивающихся странах Евразии будет продлен срок их эксплуатации.

Несмотря на возросший интерес в мире к развитию атомной энергетики, все еще сохраняются определенные проблемы, связанные с этим энергоресурсом. К факторам, оказывающим негативное влияние на ее развитие в перспективе, относятся: уровень безопасности, захоронение отработанного топлива, а также опасения, связанные с возможностью перевода установок по обогащению урана на производство ядерного оружия. Эти проблемы продолжают беспокоить общественное мнение во многих странах и в какой-то степени могут явиться помехой на пути создания новых атомных реакторов. Учитывая все вышеприведенные условия, выработка электроэнергии на АЭС в мире может вырасти с 2,660 трлн. кВт.ч. в 2006г. до примерно 3,800 трлн. кВт.ч. в 2030г.

Темпы прироста выработки атомной энергии по отдельным регионам и странам колеблются в широких пределах. Наиболее высокими темпами атомная энергетика будет развиваться в развивающихся странах Азии. Ежегодный прирост выработки атомной энергии в этой группе стран за прогнозный период ожидается на уровне 7,8% , в том числе в КНР – 8,9% и в Индии – 9,9%. Из стран за пределами Азии ускоренными темпами в 3,5% в год развитие атомной энергетики намечается в России – в среднем 9,5% в год.

Низкие темпы прироста выработки атомной энергии в 0,7% в год ожидаются в странах ОЭСР Северной Америки и в США всего в 0,6%, несмотря на то, что Конгрессом страны за последние годы приняты ряд законодательных актов, направленных на ускоренное развитие атомной энергетики. Эти намерения нашли отражение в Законе по энергетической политике 2005г. (The Energy Policy

Act of 2005), Законе о консолидированных ассигнованиях от 2008г. (The Consolidated Appropriation Act of 2008). В последнем Законе предусмотрено выделение \$18 млрд. под гарантию федерального правительства на наращивание мощностей АЭС, что позволит построить в течение прогнозного периода новые АЭС мощностью 12,7 ГВт. и повысить мощности на существующих АЭС на 3,4 ГВт. Это позволит частично компенсированы мощности выводимых из эксплуатации АЭС мощностью 4,4 ГВт.

В странах же ОЭСР Западной Европы можно ожидать некоторый спад производства атомной энергии, где ряд правительств, включая Германию и Бельгию, все еще придерживаются взглядов полного отказа от программы развития атомной энергетики.

Весьма умеренными темпами в 1,6% в год ожидается развитие атомной энергетики в странах ОЭСР Азии (Япония и Южная Корея).

В странах Центральной и Южной Америки темпы прироста выработки электроэнергии на АЭС ожидаются на уровне 2,1% в год, в странах Африки – 3,2%.

1.3. Структура потребления и производства ПЭР

По прогнозам Международного Энергетического Агентства 2009г. и Администрации по информации в области энергетики Минэнерго США 2009г. доминирующее положение в структуре потребления ПЭР в 2010-2030гг. сохранятся за энергоносителями органического происхождения. Их доля в мировом энергопотреблении несколько снизится с 85,3% в 2010г. до 83,2% к 2030г. при соответствующем росте доли энергии АЭС, ГЭС и других возобновляемых источников энергии с 14,7 до 16,8% (табл. 5)

Сохранение высокой доли потребления ПЭР органического происхождения несмотря на ожидаемый рост цен на них, особенно на нефть, связано с тем, что в предстоящие десятилетия не ожидается возможности их замещения другими источниками энергии. Доля же потребления возобновляемых источников энергии вырастет примерно на 2,1%, что связано с все еще недостаточной их конкурентоспособностью, за исключением гидроэнергетики.

В прогнозный период 2010-2030гг. в объеме потребления и производства ПЭР в мире лидирующее положение, как и в предшествующие десятилетия, сохранится за нефтью. Однако ее доля в объеме потребления ПЭР несколько снизится с 34,4% в 2010г. до 31,8% к 2030г. Доля потребления угля в объеме потребления, наоборот вырастет с 26,9% до примерно 28,1% к 2030г. и по объему потребления уголь сохранит прочное второе место после нефти.

Таблица 5

Динамика и структура потребления ПЭР за период 2006-2030гг.
(в млн. т.у.т./%%)

Показатели	2006г.	2010г.	2020г.	2030г.
Потребление ПЭР, всего	<u>17006,4</u> 100,0	<u>18280,0</u> 100,0	<u>21380,0</u> 100,0	<u>24380,0</u> 100,0
В том числе:				
Нефть	<u>6204,4</u> 36,5	<u>6285,0</u> 34,4	<u>6990,0</u> 32,7	<u>7760,0</u> 31,8
Газ	<u>3890,5</u> 22,9	<u>4260,0</u> 23,3	<u>5100,0</u> 23,9	<u>5680,0</u> 23,3
Уголь	<u>4588,0</u> 26,9	<u>5055,0</u> 27,7	<u>5820,0</u> 27,2	<u>6840,0</u> 28,1
Атомная энергия	<u>1000,0</u> 5,9	<u>1040,0</u> 5,7	<u>1210,0</u> 5,7	<u>1440,0</u> 5,9
Гидроэнергия и другие возобновляемые источники энергии	<u>1322,8</u> 7,8	<u>1640,0</u> 9,0	<u>2260,0</u> 10,5	<u>2660,0</u> 10,9

Источники те же, что и к табл. 1.

Несмотря на особую привлекательность наращивания потребления газа благодаря большей обеспеченности запасами, по сравнению с нефтью, ожидается незначительный рост ее доли в объеме потребления с 22,9% в 2006г. до примерно 23,3% к 2030г. Все это связано с проблемами транспортировки газа на дальние расстояния.

Из неорганических видов энергоносителей доля потребления атомной энергии в объеме потребления энергии сохранится без изменения на уровне 5,9%, в то время как ожидается значительный рост доли потребления возобновляемых источников энергии с 7,8% в 2006г. до примерно 10,9% к 2030г.

В странах ОЭСР за прогнозный период ожидается незначительный рост потребления ПЭР на 14,5% (табл. 6). Это связано, прежде всего, с тем, что в этих странах создана наиболее совершенная энергетическая инфраструктура в мире. При небольшом объеме прироста потребления нефти в этой группе стран ожидается значительное сокращение ее доли в объеме потребления ПЭР с 38,1% в 2010г. до 35,8% к 2030г. Фактически весь прирост потребления нефти в этой группе стран будет направлен на удовлетворение нужд транспортного сектора, в то время как в остальных секторах экономики доля потребления нефти будет снижаться за счет замещения нефти другими видами топлива, в основном газом. Потребление природного газа в странах ОЭСР за весь прогнозный период занимает прочно второе место после нефти, а его доля в объеме потребления ПЭР вырастет с 23,3% в 2010г. до примерно 24,0% к 2030г. При некотором росте потребления угля всего в 120 млн. т.у.т. доля его потребления упадет с 19,5% в 2010г. до примерно 18,2% к 2030г. Доля потребления атомной энергии в этой группе стран фактически сохранится без изменения на уровне 9,8-9,7%, в то время как доля возобновляемых источников вырастет с 9,3% в 2010г. до примерно 12,3% к 2030г.

США в странах ОЭСР сохраняют за собой наибольший объем потребления ПЭР. В объеме потребления ПЭР этой группы стран произойдет незначительное

падение доли США всего в 0,4 процентных пункта с 41,2% в 2010г. до примерно 40,8% к 2030г. В США, как и в целом по странам ОЭСР, ожидается падение доли нефти в объеме потребления ПЭР с 38,9% в 2010г. до примерно 37,9% к 2030г. В первое десятилетие прогнозного периода при равных долях потребления газа и угля в 22,8% к концу прогнозного периода ожидается значительный прирост потребления угля по сравнению с природным газом.

Таблица 6

Динамика и структура потребления ПЭР в странах ОЭСР и в США за 2006-2030гг. (млн. т.у.т./ %%)

Показатели	Факт		Прогноз	
	2006г.	2010г.	2020г.	2030г.
1. Страны ОЭСР				
Потребление ПЭР	<u>8701</u> 100,0	<u>8740</u> 100,0	<u>9400</u> 100,0	<u>10010</u> 100,0
В том числе:				
Нефть	<u>3557</u> 40,9	<u>3330</u> 38,1	<u>3450</u> 36,7	<u>3580</u> 35,9
Газ	<u>1940</u> 22,3	<u>2040</u> 23,3	<u>2250</u> 23,9	<u>2400</u> 24,0
Уголь	<u>1688</u> 19,4	<u>1700</u> 19,5	<u>1720</u> 18,3	<u>1820</u> 18,2
Атомная энергия	<u>839</u> 9,6	<u>860</u> 9,8	<u>920</u> 9,8	<u>970</u> 9,7
Гидроэнергия и другие возобновляемые источники энергии	<u>677</u> 7,8	<u>810</u> 9,3	<u>1060</u> 11,3	<u>1240</u> 12,3
2. США				
Потребление ПЭР	<u>3600</u> 100,0	<u>3600</u> 100,0	<u>3790</u> 100,0	<u>4090</u> 100,0
В том числе:				
Нефть	<u>1480</u> 41,1	<u>1400</u> 38,9	<u>1440</u> 38,0	<u>1550</u> 37,9
Газ	<u>798</u> 22,2	<u>820</u> 22,8	<u>860</u> 22,7	<u>890</u> 21,8
Уголь	<u>810</u> 22,5	<u>820</u> 22,8	<u>860</u> 22,7	<u>950</u> 23,2
Атомная энергия	<u>278</u> 7,7	<u>290</u> 8,1	<u>300</u> 7,9	<u>320</u> 7,8
Гидроэнергия и другие возобновляемые источники энергии	<u>234</u> 6,5	<u>270</u> 7,4	<u>330</u> 8,7	<u>380</u> 9,3

Источники те же, что и в таблице 1.

К 2030г. по объему потребления уголь выйдет на 2-е место после нефти, оттеснив тем самым природный газ на 3-е место. Из неорганических видов

энергоносителей за прогнозный период ожидается основной рост потребления возобновляемых источников энергии, доля которых вырастет с 7,4% в 2010г. до примерно 9,2% к 2030г. при соответственном снижении доли атомной энергии с 8,1 примерно до 7,8%.

Наиболее высокий рост потребления ПЭР ожидается в развивающихся странах. Уже в 2008г. по объему потребления ПЭР развивающиеся страны достигли уровня потребления стран ОЭСР и к 2030г. превысят их уровень более чем в 1,4 раза (табл. 7). По объему потребления ПЭР в развивающихся странах уголь занимает первое место. Объем его потребления за прогнозный период вырастет с 3355 млн. т.у.т. в 2010г. до примерно 5020 млн. т.у.т. к 2030г., при этом доля потребления угля в общем объеме потребления ПЭР несколько снизится с 35,2% в 2010г. до примерно 34,9%. Второе место по объему потребления ПЭР в этих странах занимает нефть, третье место – газ. Ожидается некоторое снижение за прогнозный период долей нефти и газа в объеме потребления ПЭР (соответственно нефти с 30,9% до 29,1% и газа с 23,3% до 22,8%). Из неорганических видов энергоносителей в развивающихся странах более высокими темпами будет расти потребление атомной энергии и возобновляемых источников энергии. Доля потребления атомной энергии в этой группе стран вырастет с 1,9% в 2010г. до примерно 3,3% к 2030г. и соответственно возобновляемых источников энергии с 8,7% до 9,9%.

Из всех развивающихся стран особое положение занимает КНР, которая вышла на первое место в мире по темпам прироста потребления ПЭР. Потребление ПЭР в этой стране вырастет с 3230 млн. т.у.т. в 2010г. до примерно 5600 млн. т.у.т. к 2030г., или рост в 1,73 раза.

Таблица 7

Динамика и структура потребления ПЭР в развивающихся странах, в КНР и России за 2006-2030гг. (млн. т.у.т. / %%)

Показатели	Факт	Прогноз		
	2006г.	2010г.	2020г.	2030г.
1. Развивающиеся страны				
Потребление ПЭР	<u>8305,4</u> 100,0	<u>9540</u> 100,0	<u>11980</u> 100,0	<u>14370</u> 100,0
В том числе:				
Нефть	<u>2647,4</u> 31,9	<u>2955</u> 30,9	<u>3540</u> 29,5	<u>4180</u> 29,1
Газ	<u>1950,5</u> 23,5	<u>2220</u> 23,3	<u>2850</u> 23,8	<u>3280</u> 22,8
Уголь	<u>2900</u> 34,9	<u>3355</u> 35,2	<u>4100</u> 34,2	<u>5020</u> 34,9
Атомная энергия	<u>161,7</u> 1,9	<u>180</u> 1,9	<u>290</u> 2,4	<u>470</u> 3,3
Гидроэнергия и другие возобновляемые источники энергии	<u>645,8</u> 7,8	<u>830</u> 8,7	<u>1200</u> 10,0	<u>1420</u> 9,9
2. КНР				
Потребление ПЭР	<u>2656,8</u> 100,0	<u>3230</u> 100,0	<u>4460</u> 100,0	<u>5600</u> 100,0

В том числе:				
Нефть	<u>520,8</u> 19,6	<u>610</u> 18,9	<u>870</u> 19,5	<u>1090</u> 19,5
Газ	<u>79,6</u> 3,0	<u>95</u> 2,9	<u>180</u> 4,0	<u>250</u> 4,4
Уголь	<u>1878</u> 70,7	<u>2250</u> 69,7	<u>2860</u> 64,1	<u>3570</u> 63,7
Атомная энергия	<u>20,7</u> 0,8	<u>25</u> 0,8	<u>110</u> 2,5	<u>160</u> 2,9
Гидроэнергия и другие возобновляемые источники энергии	<u>157,7</u> 5,9	<u>250</u> 7,7	<u>440</u> 2,9	<u>530</u> 9,5
3. Россия				
Потребление ПЭР	<u>1094,4</u> 100,0	<u>1167</u> 100,0	<u>1328</u> 100,0	<u>1452</u> 100,0
В том числе:				
Нефть	<u>200,2</u> 18,3	<u>194</u> 16,6	<u>210</u> 15,8	<u>195</u> 13,4
Газ	<u>610,2</u> 55,8	<u>660</u> 56,6	<u>730</u> 55,0	<u>765</u> 52,7
Уголь	<u>165</u> 15,1	<u>180</u> 15,4	<u>185</u> 13,9	<u>190</u> 13,1
Атомная энергия	<u>54,2</u> 4,9	<u>65</u> 5,6	<u>123</u> 9,3	<u>212</u> 14,6
Гидроэнергия и другие возобновляемые источники энергии	<u>64,8</u> 5,9	<u>68</u> 5,9	<u>80</u> 6,0	<u>90</u> 6,2

Источники те же, что и в таблице 1.

По объему потребления ПЭР КНР уже к 2012г. превзойдет объем потребления ПЭР США и до конца прогнозного периода прочно займет по этому показателю первое место в мире. В отличие от других стран уголь занимает львиную долю в объеме потребления ПЭР КНР. Потребление угля в этой стране вырастет с 2250 млн. т.у.т. в 2010г. до примерно 3570 млн. т.у.т. к 2030г., при этом его доля в общем потреблении ПЭР несколько снизится с 69,7% в 2010г. до примерно 63,7% к 2030г. Доля потребления нефти в этой стране за прогнозный период сохранится на уровне 19,5%, в то время как доля потребления газа вырастет с 2,9% в 2010г. до примерно 4,4% к 2030г. Незначительные объемы потребления нефти и газа в КНР связаны с низкой обеспеченностью их ресурсами внутри страны как по нефти так и, особенно, по газу и экономика страны сильно зависит от импорта этих энергоносителей. Из неорганических видов энергоносителей за прогнозный период в стране будет расти доля потребления атомной энергии и, особенно, возобновляемых источников энергии. Доля атомной энергии за прогнозный период вырастет с 0,8% в 2010г. до примерно 2,9% к 2030г. и соответственно возобновляемых источников энергии с 7,7% в 2010г. до примерно 9,5% к 2030г.

В топливно-энергетическом балансе России после резкого падения объемов внутреннего потребления ПЭР в 1990-2000гг. в перспективе ожидается

их медленный рост. Если в 1990г. объем потребления ПЭР в России составил 1268 млн. т.у.т., то к 2000г. этот показатель снизился до 920 млн. т.у.т. или падение составило почти 28%. В сложившихся условиях за прогнозный период можно ожидать незначительный рост потребления ПЭР с 1167 млн. т.у.т. в 2010г. до примерно 1452 млн. т.у.т. к 2030г. или на 24%. При таком незначительном росте уровень потребления ПЭР на начало экономических реформ, т.е. 1990г., по всей вероятности, может быть достигнут только к 2015г. Резкое падение продукции отраслей ТЭК России явилось следствием негативных результатов функционирования российской экономики, связанных с переоценкой возможностей саморегулирования в период перехода от планово-директивных к рыночным методам хозяйствования. Недооценка необходимости государственного воздействия в переходный период на процесс формирования рыночной экономики и монополюный приоритет монетаристских и других чисто рыночных механизмов в условиях реального отсутствия в стране структуры и менталитета рыночного хозяйствования привели к неоправданно высоким потерям экономического потенциала страны, что также крайне негативно сказалось и на развитии топливно-энергетического комплекса.

В период 1990-2000гг. в России усилилось сложившееся деформированное соотношение между основными взаимозаменяемыми источниками первичных энергоресурсов. Цены на уголь и мазут в пересчете на условное топливо оказались значительно выше цены на газ, обладающий наиболее высокими потребительскими свойствами. Низкие цены на газ привели к частичному вытеснению угля и снижению спроса на него в электроэнергетике и других отраслях экономики. Таким образом, был нанесен урон как угольной, так и газовой промышленности. Доля газа в структуре потребления ПЭР выросла с 42,6% в 1990г. до 48,7% в 2000г. В 2006г. доля газа в объеме потребления ПЭР выросла уже до 55,2%. В настоящее время принимаются меры по устранению перекоса цен на уголь, газ и мазут, что должно привести за прогнозный период до 2030г. к постепенному снижению доли газа в потреблении ПЭР примерно до 52,7%. За прогнозный период ожидается также падение доли потребления нефти и угля: нефти с 16,6% в 2010г. до примерно 13,4% к 2030г., угля соответственно с 15,4% до 13,1%. Падение доли потребления всех органических видов топлива за прогнозный период будет возмещено за счет быстрого наращивания в основном потребления атомной энергии и в меньшей степени за счет возобновляемых источников энергии. В соответствии с принятым Правительством страны решения об ускоренном наращивании объемов производства атомной энергии ее доля в объеме потребления ПЭР вырастет с 4,9% в 2010г. примерно до 14,6% к 2030г. и соответственно потребление возобновляемых источников вырастет с 5,2% примерно до 6,2%.

Далее рассмотрим прогноз развития отдельных отраслей ТЭК.

2. НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

В данной работе рассмотрен прогноз объемов потребления и добычи нефти на долгосрочный период вплоть до 2030г. в мире в целом и по отдельным регионам. При рассмотрении этой, довольно неблагоприятной проблемы, зарубежные эксперты под нефтью подразумевают все виды жидкого топлива, куда входят все продукты нефтепереработки, сжиженные нефтяные газы, биотопливо, а также жидкие виды топлива, получаемые из угля и природного

газа. Чтобы не отходить от общепринятой мировой практики, в данной статье рассмотрен прогноз, касающийся жидких видов топлива. Однако в тех странах или регионах, где в составе жидких видов топлива слишком мала доля сжиженных газов, биотоплива и т.д., в прогнозе даны показатели объемов потребления и добычи нефти.

На оценку прогнозных показателей принималось во внимание в первую очередь воздействие на нее таких важнейших факторов, как темпы экономического роста, численность населения, динамика мировых цен на нефть, а также эффективность энергосберегающей политики.

Так как объемы добычи жидких видов топлива зависят от необходимых объемов потребления, в первую очередь рассмотрим прогноз потребления жидких видов топлива.

Потребление жидких видов топлива в мире за прогнозный период вырастет с 4255 млн. т в 2006г. до примерно 5335 млн. т к 2030г., или рост примерно на 1080 млн. т (табл. 8). Более 80 % роста из общего объема роста потребления жидких углеводородов приходится на развивающиеся страны Азии и страны Ближнего Востока, в которых ожидаются более высокие темпы экономического роста. Основным потребителем жидких углеводородов является сектор транспорта, куда будет направлено до 80 % наращиваемого объема этой продукции.

Таблица 8

Динамика объемов внутреннего потребления и производства жидких видов топлива в мире в 2010-2030гг. (млн. т)

Страны и регионы	2006г. факт.	Прогноз		
		2010г.	2020г.	2030г.
Внутреннее потребление				
Страны ОЭСР	2465	2320	2405	2495
Северная Америка в т. ч. США	1255 1035	1175 990	1220 1010	1310 1085
Европа	785	725	745	750
Азия	425	420	440	435
Развивающиеся страны	1790	2000	2400	2840
Европа и Евразия в т. ч. Россия	250 146	255 141	270 150	275 140
Азия в т. ч. КНР	800 360	890 425	1210 605	1510 765
Ближний Восток	305	350	395	470
Африка	150	175	185	195
Центральная и Южная Америка	285	330	340	390
Мир в целом	4255	4320	4805	5335
Внутреннее производство				
Страны ОЭСР	1085	1075	1105	1240
Северная Америка в т. ч. США	765 415	805 485	885 565	1025 635
Европа	280	230	180	175
Азия	35	40	40	40

Развивающиеся страны	3170	3245	3700	4095
Европа и Евразия	615	630	760	840
в т. ч. Россия	485	500	535	530
Азия	390	395	395	420
в т. ч. КНР	195	205	190	205
Ближний Восток	1260	1270	1400	1545
Африка	535	580	660	680
Центральная и Южная Америка	370	370	485	610
Мир в целом	4255	4320	4805	5335

Источники те же, что и в таблице 1.

Если взять отдельные регионы и страны, то наибольший рост потребления жидких углеводородов за прогнозный период в объеме 620 млн. т ожидается в развивающихся странах Азии, в том числе в КНР рост на 340 млн. т, в Индии – на 100 млн. т. По наращиваемому объему потребления жидких углеводородов КНР занимает первое место в мире. В КНР более двух третей прироста объема потребления будет израсходовано на нужды транспорта, доля потребления которой возрастет с 40 % в 2010г. до примерно 55 % к 2030г. Другим крупным потребителем нефти является промышленность. Доля потребления нефти в промышленности по мере роста доли ее потребления на транспорте будет падать с 48 % в 2010г. до примерно 39 %. КНР является ведущей страной мира по использованию нефти в химической и нефтехимической промышленности. Доля потребления жидких видов топлива в электроэнергетике, хотя и сократится с 2,8 % до примерно 1.6 % к 2030г., но сохранение его потребления в этом секторе связано с тем, чтобы в какой-то степени уменьшить зависимость ее экономики от чрезмерного потребления угля. Аналогично произойдет некоторое снижение доли потребления жидких видов топлива в жилом и коммерческих секторах.

После КНР второе место по объему наращивания потребления нефти занимают страны Ближнего Востока, где объем ее потребления в 2010-2030гг. вырастет почти на 120 млн. т. Среди стран Ближнего Востока наибольшие объемы потребления нефти к 2030г. ожидаются в Саудовской Аравии, Иране и Турции. В Турции потребление нефти будет расти опережающими темпами в промышленности и приблизится к уровню потребления нефти на транспорте. В остальных странах Ближнего Востока потребление нефти более быстрыми темпами будет расти на транспорте. Значительный рост потребления нефти ожидается в жилищном и коммерческом секторах. В Саудовской Аравии в связи с принятыми планами дальнейшего развития химической и нефтехимической промышленности ожидается значительный рост потребления в этих отраслях.

Потребление нефти в странах Центральной и Южной Америки в период 2010-2030гг. возрастет примерно на 60 млн. т. Из этого объема примерно половина прироста потребления нефти придется на Бразилию. Далее идут Аргентина и Венесуэла. Крупный агропромышленный сектор Аргентины будет потреблять большую часть нефтепродуктов. В Венесуэле более 60 % потребляемой нефти будет расходоваться на транспорте.

В странах Африки при незначительном росте потребления жидких видов топлива за прогнозный период доля его потребления на транспорте вырастет с 52 % примерно до 55 % к 2030г. В промышленном секторе за этот период доля

его потребления упадет соответственно с 24% до 22%. Остальная часть жидкого топлива будет использоваться в жилом секторе.

Потребление жидких видов топлива в странах ОЭСР будет расти более медленными темпами, что связано с относительно низкими темпами экономического развития и ожидаемым в перспективе даже снижением численности населения. Доля потребления жидких видов топлива в странах ОЭСР от уровня мирового потребления сократится с 53% в 2010г. примерно до 46% к 2030г. В этой группе стран за прогнозный период несколько вырастет доля потребления жидких видов топлива на транспорте с 58% в 2010г. примерно до 61% к 2030г., а в промышленности доля его потребления сохранится на уровне 28-29%. Оставшаяся часть жидких видов топлива будет расходоваться в жилом и коммерческом секторах и незначительная доля в электроэнергетике.

США за прогнозный период сохранят первое место в мире по объему потребления жидких видов топлива, но их доля в мировом потреблении снизится с 22,9% в 2010г. до примерно 20,0% к 2030г. В этой стране ожидается рост доли потребления жидких видов топлива на транспорте с 71,5% в 2010г. до примерно 74% к 2030г. при снижении его доли в промышленном секторе с 22,2% в 2010г. примерно до 20,0% к 2030г. Темпы снижения потребления жидких видов топлива за прогнозный период ожидаются в коммерческом секторе на – 0,3%, в жилом – на – 0,6 % в год.

В европейских странах ОЭСР при незначительном росте в 25,0 млн.т потребления жидких видов топлива за прогнозный период ожидается некоторое увеличение доли его потребления на транспорте с 54,0% в 2010г. примерно до 55,0% к 2030г., при этом доля его потребления в промышленном секторе сохранится на уровне 32,3 %. В этих странах, как и в США, ожидаются снижение темпов потребления жидких видов топлива в коммерческом и жилом секторах.

Из стран ОЭСР самые низкие доли потребления жидких видов топлива за прогнозный период на транспорте и самые высокие доли потребления в промышленном секторе ожидаются в Японии. В этой стране доля его потребления на транспорте сохранится на уровне 38-39%, в промышленном – на уровне 40%.

В Японии, как и в других странах ОЭСР, ожидается небольшое падение темпов потребления жидких видов топлива в жилом и коммерческом секторах, соответственно на – 0,7% и – 0,2%.

В России при общем росте потребления ПЭР за прогнозный период потребление же жидких видов топлива сохранится фактически на одном уровне 141-146 млн. т. Доля же потребления жидких видов топлива в промышленном секторе вырастет с 42,8% в 2010г. примерно до 46,4% к 2030г., при снижении доли его потребления на транспорте с 42,8% в 2010г. примерно до 41,0% к 2030г. Сохранится потребление жидких видов топлива в электроэнергетике, но его доля снизится с 7,1% в 2010г. примерно до 5,4% в 2030г. В жилом и коммерческом секторах доля потребления жидких видов топлива сохранится на уровне 5,4%.

Добыча жидких видов топлива за период 2010-2030гг. может вырасти с 4320 млн. т до 5335 млн. т, или рост составит примерно 1015 млн. т. За прогнозный период произойдет значительный рост добычи нетрадиционных нефтей с 250 млн. т в 2010г. до примерно 670 млн. т к 2030г., и их доля в общем объеме добычи возрастет с 5,7% до 12,5%. Нетрадиционные виды жидкого топлива занимают в период 2010-2030гг. до 36% от общего наращиваемого объема добычи жидких видов топлива. Это связано с тем, что высокие цены на нефть делают их более конкурентоспособными с обычными нефтями.

Основной объем прироста добычи жидких видов топлива в период 2010-2030гг. ожидается в развивающихся странах. В этой группе стран добыча может вырасти с 3245 млн. т в 2010г. до 4085 млн. т к 2030г., или прирост составит около 840 млн. т. Прирост добычи жидких видов топлива за тот же период в странах ОЭСР составит всего около 165 млн. т с 1075 млн. т в 2010г. примерно до 1240 млн. т к 2030г.

В развивающихся странах наибольшие объемы роста добычи ожидаются в странах Ближнего Востока, Центральной и Южной Америки и Африки.

В странах Ближнего Востока за прогнозный период добыча вырастет с 1270 млн. т в 2010г. примерно до 1545 млн. т. или прирост составит около 275 млн. т. В этой группе стран Саудовская Аравия и в прогнозный период будет занимать первое место в мире по объему добычи нефти. Рост добычи нефти в этой стране ожидается с 500 млн. т в 2010г. до примерно 600 млн. т к 2030г., или прирост составит около 100 млн. т. Значительный рост добычи нефти в этой стране связан с поставленной Правительством страны задачей перед нефтяной компанией обеспечить в течение ближайших лет резервные мощности по объему добычи в 2,0 млн. т в год. Эти резервные мощности необходимы как стабилизирующий фактор в случае возникновения серьезных кризисных ситуаций на мировом рынке нефти.

По мере стабилизации положения в Ираке в перспективе можно ожидать в этой стране наиболее высоких темпов роста добычи нефти, так как запасы нефти в этой стране позволяют обеспечить такой рост. Добыча нефти в Ираке может вырасти с 125 млн. т в 2010г. примерно до 250 млн. т к 2030г. Ожидается также рост добычи нефти в Катаре с 70 млн. т в 2010г. примерно до 115 млн. т к 2030г. В остальных же странах Ближнего Востока особых изменений в объемах добычи нефти не ожидается.

В странах Центральной и Южной Америки добыча жидких видов топлива может вырасти с 370 млн. т в 2010г. примерно до 610 млн. т к 2030г. Наибольший объем роста добычи в этой группе стран ожидается в Бразилии: со 130 млн. т (из них 20 млн. т этанола) примерно до 290 млн. т (из них около 50 млн. т этанола) к 2030г. Такой значительный рост добычи жидких видов топлива в Бразилии связан с наращиванием добычи нефти на разрабатываемых месторождениях. В перспективе же наращивание значительных объемов добычи нефти ожидается на разведанных на шельфе крупных подсолевых месторождений в бассейнах Campos и Santos, включая крупнейшее месторождение Tupi и прилегающие к нему месторождения Guara и Iaga. Наряду с наращиванием объемов добычи традиционной нефти ожидается доведение объемов производства этанола до 50 млн. т к 2030г. Основным и самым дешевым сырьем для производства этанола в Бразилии является сахарный тростник благодаря его высокой урожайности. Страна уже в настоящее время располагает подготовленными для посева сахарного тростника свободными площадями и с этой точки зрения проблема наращивания объемов производства этанола не вызовет каких-либо затруднений. Однако внутренние потребности страны в метаноле ниже объемов его производства и Бразилия фактически превратилась в нетто экспортера этой продукции. Поэтому объемы наращивания объема производства этанола в стране будут уже зависеть в большей степени от спроса на него со стороны других стран.

Некоторый рост добычи жидких видов топлива ожидается в Венесуэле: со 120 млн. т в 2010г. примерно до 170 млн. т к 2030г., из них соответственно 30 и 60 млн. т составят сверхтяжелые нефти.

В Аргентине и Колумбии ожидается снижение добычи нефти соответственно с 35 до 15 млн. т. и с 25 до 20 млн. т.

В странах Африки ожидается рост добычи нефти за период 2010-2030гг. с 580 млн. т примерно до 680 млн. т. Основной прирост добычи нефти ожидается в трех странах: в Алжире - на 30 млн. т (со 110 до 140 млн. т), Анголе - на 20 млн. т (со 115 до 135 млн. т) и в Нигерии - на 10 млн. т (со 155 до 165 млн. т). В Ливии ожидается снижение объема добычи нефти с 95 млн. т примерно до 75 млн. т. В других же нефтедобывающих странах Африки (Египет, Конго Экваториальная Гвинея и др.) за прогнозный период не ожидается значительных изменений в объемах добычи нефти.

В развивающихся странах Азии за прогнозный период 2010-2030гг. ожидается небольшой рост добычи жидких видов топлива с 395 млн. т примерно до 420 млн. т (рост всего на 25 млн. т). При росте добычи нефти в Индии и сохранении объема добычи нефти без изменения в других странах региона в КНР ожидается снижение общего объема добычи жидких видов топлива с 205 млн. т в 2010г. примерно до 180 млн. т в 2030г. (падение почти на 45 млн. т). Однако производство нетрадиционных видов жидкого топлива в этой стране вырастет с 5 млн. т в 2010г. примерно до 25 млн. т к 2030г. или рост почти в пять раз.

В странах СНГ добыча нефти за прогнозный период может вырасти с 630 млн. т примерно до 840 млн. т. или прирост составит примерно на 210 млн. т. В данном прогнозе объемы добычи нефти в России, т.е. рост добычи с 500 млн. т в 2010г. до 530 млн. т к 2030г. соответствует показателям, приведенным в “Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2030г.” Однако при установившейся тенденции падения добычи нефти в стране с 2006г. объем добычи нефти в 2008г. снизился до 488 млн. т. Тенденция снижения добычи нефти связана, прежде всего, с падением извлекаемых запасов нефти в стране. Все это говорит о том, что прогнозные объемы добычи нефти, приведенные в “Энергетической стратегии Российской Федерации до 2030г.”, завышены и, по всей вероятности, необходимо внести соответствующие коррективы по объемам добычи нефти по России на период 2010-2030гг. Наиболее вероятно добыча нефти по России может упасть примерно до 475 млн. т к 2015г., а затем можно ожидать медленный рост по мере открытия новых запасов нефти и ввода их в разработку, прежде всего, в Восточной Сибири и Дальнем Востоке, регионах с суровыми климатическими условиями.

Наибольший объем роста добычи нефти с 80 млн. т в 2010г. до 160 млн. т можно ожидать в Казахстане. Такой значительный рост добычи нефти в этой стране будет осуществляться в основном за счет наращивания объема добычи нефти на крупнейшем месторождении Тенгиз, а также ввода в разработку разведанного крупнейшего месторождения Кашаган на шельфе Каспия. В других нефтедобывающих странах СНГ – Азербайджане, Туркменистане и Узбекистане в течение прогнозного периода не ожидается значительных изменений в объемах добычи нефти.

При незначительном росте объемов добычи жидких видов топлива в странах ОЭСР за прогнозный период наибольшие объемы роста добычи можно ожидать в странах Северной Америки при резком спаде добычи в странах Западной Европы.

В странах Северной Америки за прогнозный период 2010-2030гг. добыча жидких видов топлива вырастет с 805 млн. т в 2010г. до примерно 1025 млн. т к 2030г. (табл. 8).

В США добыча жидких видов топлива за прогнозный период вырастет с 485 млн. т в 2010г. примерно до 635 млн. т к 2030г. Из общего объема роста добычи жидких видов топлива добыча традиционной нефти вырастет с 440 млн. т в 2010г. примерно до 520 млн. т к 2030г., и нетрадиционных видов жидкого топлива с 45 млн. т в 2010г. примерно до 114 млн. т к 2030г.

Несмотря на падение за последние годы добычи традиционной нефти в стране, ожидаемый рост ее добычи связан с успешным наращиванием запасов нефти в глубоководных регионах шельфа, а также увеличения объемов добычи за счет применения методов повышения коэффициентов извлечения нефти (КИН) на разрабатываемых месторождениях. За счет ввода в разработку новых месторождений в глубоководных районах шельфа ожидается к 2030г. нарастить объем добычи на 135 млн. т и за счет применения методов повышения КИН нарастить объем добычи нефти с 15 млн. т в 2010г. примерно до 85 млн. т к 2030г. Что же касается нетрадиционных видов жидкого топлива, то объем их производства к 2030г. должен составить около 114 млн. т, в том числе этанола – 94 млн. т, жидкого топлива из сланцев – 7,2 млн. т. из угля – 12,8 млн. т.

В отличие от США в Канаде ожидается падение добычи традиционной нефти с 90 млн. т в 2010г. до примерно 50 млн. т к 2030г.

В странах ОЭСР Западной Европы объем падения добычи жидких видов топлива за прогнозный период ожидается с 230 млн. т в 2010г. примерно до 175 млн. т к 2030г. Снижение темпов добычи касается фактически всех стран, занятых разработкой нефтяных и газовых месторождений в Северном море. На месторождениях Норвегии ожидается падение добычи нефти с 110 млн. т в 2010г. примерно до 70 млн. т к 2030г., в Великобритании - с 60 до 35 млн. т. в Дании – с 15 до 5 млн. т.

В Северном море фактически исчерпаны возможности наращивания объемов новых запасов, чтобы компенсировать падение добычи нефти на месторождениях, находящихся в настоящее время в разработке.

В странах ОЭСР Азии добыча нефти за период 2010-2030гг. сохранится без изменения на уровне около 40 млн. т.

3. ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

В предстоящий прогнозный период потребление природного газа в мире вырастет с 3240,0 млрд. м³ примерно до 4320,0 млрд. м³. К 2030г. (табл. 9). По мере выхода стран из экономического и финансового кризисов и ожидаемом поддержании высоких цен на нефть потребители все большее внимание будут обращать на использование, где возможно, относительно менее дорогого природного газа. Кроме того, одним из стимулов для наращивания потребления более экологически чистого газа, чем уголь и нефть являются принятые международными организациями и правительствами многих стран решения о сокращении выбросов парниковых газов в атмосферу.

Таблица 9

Динамика объемов внутреннего потребления и производства природного газа в мире в 2006-2030гг. (млрд. м³)

Страны и регионы	Фактич.	Прогноз		
	2006г.	2010г.	2020г.	2030г.
Внутреннее потребление				
Страны ОЭСР	1469,5	1550,0	1700,0	1820,0
Северная Америка	770,0	804,0	870,0	940,0
в т.ч. США	614,5	640,0	660,0	700,0
Европа	543,7	579,0	640,0	680,0
Азия	155,8	167,0	190,0	200,0
Развивающиеся страны	1486,8	1690,0	2160,0	2500,0
Европа и Евразия	719,3	780,0	885,0	930,0
в т.ч. Россия	470,0	510,0	560,0	590,0
Азия	266,2	320,0	530,0	690,0
в т.ч. КНР	56,6	75,0	140,0	190,0
Ближний Восток	291,8	340,0	405,0	470,0
Африка	82,1	95,0	140,0	180,0
Центральная и Южная Америка	127,4	155,0	200,0	230,0
Мир в целом	2956,3	3240,0	3860,0	4320,0
Внутреннее производство				
Страны ОЭСР	1107,3	1160,0	1230,0	1330,0
Северная Америка	753,3	785,0	820,0	905,0
в т.ч. США	518,2	570,0	610,0	670,0
Европа	303,0	310,0	310,0	295,0
Азия	51,0	65,0	100,0	130,0
Развивающиеся страны	1806,8	2080,0	2640,0	2990,0
Европа и Евразия	849,6	900,0	1040,0	1140,0
в т.ч. Россия	657,0	690,0	795,0	885,0
Азия	314,4	365,0	490,0	560,0
в т.ч. КНР	59,5	70,0	110,0	120,0
Ближний Восток	339,8	420,0	560,0	640,0
Африка	158,6	220,0	330,0	390,0
Центральная и Южная Америка	144,4	175,0	220,0	260,0
Мир в целом	2914,1	3240,0	3870,0	4320,0

Источники те же, что таблице 1.

Вплоть до 2030г. природный газ будет играть ключевую роль как источник энергии в промышленном секторе и в выработке электроэнергии. В настоящее время промышленный сектор потребляет больше природного газа, чем остальные отрасли экономики. Эта тенденция сохранится и до 2030г. когда до 40 % от общего объема его потребления будет расходоваться в этом секторе. Строящиеся новые нефтехимические предприятия будут ориентироваться на использование природного газа как основного исходного сырья для выпуска готовой продукции. Это касается в первую очередь стран Ближнего Востока, которые с целью максимизации доходов от экспорта нефти наращивают объемы потребления природного газа внутри своих стран, включая увеличение его потребления для производства нефтехимической продукции.

В производстве энергии на новых электростанциях также более привлекательно использование в качестве топлива природного газа, как с точки зрения более эффективного его расходования, так и меньших объемов выбросов углекислого газа в атмосферу. На тепловых электростанциях к 2030г. будет расходоваться примерно 35% от всего объема потребляемого газа по сравнению с 32% в 2006г.

В 2006г. развивающиеся страны впервые превысили всего на 17,0 млрд. м³ объем потребляемого газа в странах ОЭСР, однако в период 2006-2030гг. потребление газа в развивающихся странах будет расти более высокими темпами в 2,2% в год превышающими темпы его прироста потребления в странах ОЭСР более чем в два раза. К 2030г. объем потребления природного газа в развивающихся странах может составить до 2500 млрд. м³ и его доля от общего объема потребления вырастет с 50,0% в 2006г. до почти 58,0% в 2030г.

В 2006г. объем добычи природного газа в странах ОЭСР составил 38,0% от общего объема его добычи, а объем потребления – 50,0%. Объем импорта газа стран ОЭСР из развивающихся стран составил 363,2 млрд. м³. К 2030г. объем добычи природного газа в странах ОЭСР может составить уже 31% при объеме потребления 42% и объем потребности импорта из развивающихся стран возрастет примерно до 490 млрд. м³. Если в 2006г. 20% от добываемого объема газа в развивающихся странах потреблялись в странах ОЭСР, то к 2030г. этот показатель может снизиться примерно до 16%.

Потребление природного газа в странах ОЭСР за прогнозный период вырастет с 1550,0 млрд. м³ в 2010г. примерно до 1820,0 млрд. м³ к 2030г. В странах ОЭСР Северной Америки рост составит с 804,0 млрд. м³ примерно до 940,0 млрд. м³, в Европейских странах – с 579,0 примерно до 680,0 млрд. м³ и странах Азии – с 167,0 примерно до 200,0 млрд. м³. Из стран Северной Америки самым крупным потребителем природного газа являются США. Потребление природного газа в этой стране за прогнозный период может вырасти с 640,0 млрд. м³ в 2010г. примерно до 700,0 млрд. м³ к 2030г. При довольно медленном росте потребления природного газа во всех секторах экономики США наиболее быстрый рост его потребления до 2025г. ожидается в электроэнергетике. Это связано с тем, что в перспективе ожидается принятие более жестких мер по ограничению выбросов углекислого газа в атмосферу. Тем самым будут ограничены возможности наращивания выработки электроэнергии на экологически более грязных угольных электростанциях, что даст определенные стимулы наращиванию новых мощностей по выработке электроэнергии на экологически более чистом газовом топливе. Кроме того капиталовложения в строительство электростанций на газовом топливе ниже капиталовложений в строительство АЭС и возобновляемых видах топлива. Однако после 2025г. темпы наращивания мощностей электростанций на газовом топливе снизятся из-за роста цен на газ, а также наращивания мощностей на возобновляемых видах топлива и мощностей с использованием технологии чистого сжигания угля.

В Канаде потребление природного газа за прогнозный период вырастет с 93,5 млрд. м³ в 2006г. почти до 133,0 млрд. м³ к 2030г. Наибольшие объемы роста потребления природного газа ожидаются в промышленном секторе и электроэнергетике. Рост потребления природного газа в промышленном секторе связывают с ожидаемыми всевозрастающими объемами его использования при разработке месторождений битуминозных песчаников. Если на эти цели в 2006г. израсходовано 12% от общего потребления газа в стране, то к 2030г. доля его потребления может вырасти до 22%.

Потребление природного газа в странах Западной Европы за прогнозный период будет расти умеренными темпами в 1,0% в год с 543,7 млрд. м³ в 2006г. примерно до 680,0 млрд. м³. Наибольший объем потребления природного газа в этой группе стран ожидается в электроэнергетике. Правительства большинства стран этого региона взяли на себя обязательства по сокращению выбросов углекислого газа в атмосферу. Принимаемые правительствами этих стран меры способствуют наращиванию объемов потребления природного газа вместо других видов органического топлива. Выбор на перспективу в качестве топлива природного газа и возобновляемых источников энергии при строительстве новых энергетических мощностей связан с тем, что строительство АЭС требует более высоких капиталовложений и сроков строительства, а также с ожидаемым выводом из эксплуатации ряда атомных энергетических установок. Темпы прироста потребления природного газа в электроэнергетике за прогнозный период составят около 2,0% в год, возобновляемых источников энергии - около 3,2%. Потребление природного газа для выработки электроэнергии вырастет с 164,0 млрд. м³ в 2006г. примерно до 263,0 млрд. м³ к 2030г. Доля потребления природного газа в электроэнергетике от его общего объема вырастет с 30,0% в 2006г. примерно до 38,0% к 2030г.

В странах ОЭСР Азии рост потребления природного газа за прогнозный период ожидается также умеренными темпами в 1% в год. За период 2006г.-2030г. общее потребление природного газа в регионе вырастет с 155,8 млрд. м³ примерно до 200,0 млрд. м³ или на 44,2 млрд. м³, в том числе в Японии и Южной Корее по 12,5 млрд. м³ и в Австралии и Новой Зеландии – на 13,6 млрд. м³.

В Японии доля потребления природного газа в электроэнергетике от его общего объема вырастет с 59,0% в 2006г. до примерно 64,0% к 2030г. В Австралии и Новой Зеландии основным потребителем природного газа является промышленный сектор, но его доля от общего объема потребления упадет с 56,0% в 2006г. примерно до 50,0% к 2030г., в то же время доля его потребления в электроэнергетике за то же самое время вырастет с 28,0% до 35,0%.

В Южной Корее в 2006г. примерно по одной трети от общего объема потребления природного газа пришлось на электроэнергетику и жилой сектор. Но уже к 2030г. доля потребления природного газа в электроэнергетике может вырасти до 40,0%.

Потребление природного газа в развивающихся странах. Потребление природного газа в развивающихся странах Азии в период 2006-2030гг. будет расти высокими темпами в 4,1% в год с 266,2 млрд. м³ до 690,0 млрд. м³ к концу прогнозного периода. В этой группе стран доля потребления природного газа от общемирового в 2006г. составила 9,0% и к 2030г. она вырастет почти до 16,0%. О росте объемов потребления природного газа в этой группе стран можно судить по такому показателю, как в объеме прироста мирового потребления природного газа за прогнозный период доля прироста его потребления в этих странах может составить около 31,0%.

В объеме потребления ПЭР в 2006г. в КНР и Индии природный газ занимает небольшую долю соответственно 3,0 и 8,0%. Однако в прогнозный период потребление природного газа будет наращиваться высокими темпами соответственно в 5,2% в год в КНР и 4,2% в год в Индии.

В энергетическом балансе остальных развивающихся стран Азии за 2006г. значительную долю в 23,0% составлял природный газ. В этой группе стран потребление природного газа в прогнозный период будет расти более медленными темпами в 3,6% в год по сравнению с темпами роста потребления в

КНР и Индии. Прирост потребления природного газа за прогнозный период в остальных странах Азии, имевших более высокую первоначальную базу потребления, превысит прирост потребления этой продукции в КНР и Индии вместе взятых. Если прирост потребления природного газа за этот период в КНР и Индии составит примерно 200,0 млрд. м³, в остальных же странах Азии он составит около 225,0 млрд. м³.

Темпы прироста потребления природного газа за прогнозный период в странах Ближнего Востока составит около 2,0% в год и в странах Африки – около 3,2% в год. В странах Африки имеется очень слабая инфраструктура для осуществления межрегиональной торговли природным газом. На этом континенте только Алжир, Нигерия, Египет и Ливия являются крупнейшими добывающими газ странами и основными его потребителями. 94,0% потребляемого природного газа на континенте приходится на эти 4 страны плюс ЮАР и Тунис. В странах Ближнего Востока также имеются ограниченные возможности межрегиональной инфраструктуры, хотя Дубай (в ОАЭ) и Кувейт планируют начать импорт сжиженного природного газа (СПГ), чтобы покрыть пиковую потребность в газе в летнее время.

За прогнозный период в странах Центральной и Южной Америки природный газ является наиболее быстро растущим источником энергии. Спрос на него будет расти темпами примерно 2,4% в год с 127,4 млрд. м³ в 2006г. примерно до 230,0 млрд. м³ к 2030г. В Бразилии, стране с наиболее развитой экономикой региона, потребление природного газа вырастет более чем в два раза с 19,8 млрд. м³ в 2006г. примерно до 50,0 млрд. м³ к 2030г. Ряд стран этого региона предпринимают меры по наращиванию использования природного газа для выработки электроэнергии. В этих странах очень высока доля выработки электроэнергии на гидростанциях. При падении выработки электроэнергии в засушливые годы дефицит восполняется пуском в работу резервных мощностей, работающих на дорогом нефтяном топливе. Поэтому эти страны проявляют большой интерес к переводу резервных мощностей на более дешевое газовое топливо.

В настоящее время по существующим в регионе газопроводам осуществляется транспортировка природного газа из Аргентины в Бразилию, Чили и Уругвай, а из Боливии – в Аргентину и Бразилию. Однако с целью диверсификации поставок природного газа строят или планируют строительство терминалов по разгазированию СПГ. Аргентина стала первым в этом регионе импортером СПГ в 2008г. Чили планирует в 2010г. построить два терминала для разгазирования СПГ. В Уругвае имеется предложение построить один терминал. В предстоящие несколько лет Бразилия планирует построить три терминала.

По объему потребления природного газа Россия занимает второе место в мире после США. За прогнозный период темпы прироста потребления природного газа в России ожидаются на уровне 0,9% в год. В 2006г. объем потребления природного газа в стране составил 470,0 млрд. м³ и к 2030г. ожидается на уровне 590,0 млрд. м³. В 2006г. в топливно-энергетическом балансе России доля газа составила 55% и к 2030г. она может составить 56%, опережая тем самым приросты потребления нефти и угля. В 2006г. потребление природного газа в промышленном секторе и электроэнергетике составляло по одной трети от общего объема его потребления и такое соотношение сохранится до конца прогнозного периода.

Темпы прироста потребления природного газа в прогнозный период в остальных странах СНГ ожидаются на уровне 1,3% в год с 249,3 млрд. м³ в 2006г.

до примерно 340,0 млрд. м³ к 2030г. В Туркменистане с 1993г. бытовой газ населению предоставляется бесплатно. Темпы роста потребления природного газа в Туркменистане были самые высокие в регионе – на уровне 16,1% в год с 2000г. по 2006г. по сравнению с 6,3% в год за тот же период в остальных странах Средней Азии и Азербайджане. В остальных странах СНГ, за исключением России, темпы прироста потребления составили всего 0,1% в год. Помимо стран Средней Азии и Азербайджана остальные страны СНГ зависят от импорта природного газа из России для удовлетворения значительной части своего спроса.

Добыча природного газа в мире. Для удовлетворения растущих потребностей в природном газе за прогнозный период добыча его должна возрасти примерно на 1360,0 млрд. м³. Наибольший объем роста добычи природного газа за этот период до 84% ожидается в развивающихся странах. Темпы роста добычи природного газа за этот период в развивающихся странах ожидаются на уровне 2,1% в год с 1806,8 млрд. м³ в 2006г. примерно до 2990,0 млрд. м³ к 2030г.

Темпы роста добычи природного газа в странах ОЭСР за этот период ожидаются только на уровне 0,8% в год с объемами добычи 1107,3 млрд. м³ в 2006г. примерно до 1330,0 млрд. м³ к 2030г. (табл. 9).

Страны Ближнего Востока по объему прироста добычи природного газа за 2006-2030гг. 300,0 млрд. м³ занимают первое место в мире, что составляет более одной пятой от общего объема прироста добычи в мире. В настоящее время в регионе ведущими странами по добыче природного газа являются четыре страны: Иран, Саудовская Аравия, Катар и ОАЭ, объем его добычи в которых в 2006г. составил 83% от общего объема его добычи в регионе. Каждая из этих стран объявила свои планы дальнейшего наращивания объемов добычи природного газа с целью обеспечения растущих потребностей в природном газе в регионе и обеспечения поставок за пределы региона.

Саудовская Аравия в настоящее время предпринимает меры по наращиванию объема добычи природного газа для удовлетворения потребностей внутри страны. Весь объем добываемого в Саудовской Аравии газа состоит из природного газа газовых месторождений и нефтяного (попутного) нефтяных месторождений. В связи с колебаниями объемов добычи нефти в мире Саудовская Аравия также вынуждена снижать или наращивать объемы ее добычи, что негативно сказывается на объемах добычи газа. Чтобы уменьшить зависимость добычи природного газа от добычи нефти, Саудовская Аравия предпринимает меры по наращиванию добычи природного газа из газовых месторождений. Для выполнения этой задачи в 2003г. Саудовская Аравия привлекла ряд частных компаний для осуществления разведочных работ на газ на четырех лицензионных участках в пустыне Раб эль-Хали (Rub al Khali). Было пробурено 27 разведочных скважин, но результаты оказались не особенно утешительными. Кроме того, установленные в стране относительно низкие цены на природный газ не вызывают заинтересованность в ведении разведочных работ со стороны иностранных компаний. С другой стороны национальная нефтяная компания Саудовской Аравии (Saudi Aramco) открыла несколько газовых месторождений вблизи разрабатываемых нефтяных месторождений, включая газовое месторождение Каран (Karan). Это месторождение планируется ввести в разработку в 2012г. с объемом добычи 51,0 млрд. м³ в год.

Иран по запасам природного газа занимает второе место в мире после России и по объему добычи первое место на Ближнем Востоке. Санкции США и

беспокойство мировой общественности об амбициозных планах развития атомной энергетики являются основными причинами падения заинтересованности зарубежных компаний в прямых инвестициях на развитие газового сектора. В стране началась разработка на шельфе самого крупного месторождения Южный Парс (South Pars), открытого в 1990г, запасы которого оцениваются в пределах 9,9-13,8 трлн. м³. Месторождение расположено почти в 100 км от берега и на полную мощность его планируется ввести в течение 20 лет. Проект разработки состоит из 20 стадий из расчета ежегодного наращивания объема добычи газа в 10 млрд. м³. Уже к 2010г. Иран планирует довести добычу природного газа примерно до 250-280 млрд. м³, т.е. увеличить добычу более чем в два раза по сравнению с объемом добычи в 124,6 млрд. м³ в 2006г. Однако этот план может быть поставлен под сомнение без привлечения значительных иностранных инвестиций.

Страны Европы и Евразии занимают первое место по объему наращивания добычи природного газа за прогнозный период. В этом регионе ожидается рост добычи природного газа с 900,0 млрд. м³ в 2010г. до примерно 1140,0 млрд. м³ к 2030г. или прирост на 240,0 млрд. м³. В этой группе стран ведущее положение по объему добычи природного газа занимает Россия. За прогнозный период рост добычи газа в России ожидается с 690,0 млрд. м³ в 2010г. примерно до 885,0 млрд. м³ к 2030г. или рост на 195,0 млрд. м³.

По запасам природного газа Россия занимает первое место в мире. Суммарные разведанные запасы в РФ составляют 47,8 трлн. м³, из них в группе «Газпром» – 29,85 трлн. м³. Остальные запасы находятся в распоряжении нефтяных компаний, независимых производителей и нераспределенном фонде.

Основные запасы природного газа в стране сосредоточены в Западной Сибири. Включая полуостров Ямал и на шельфе Баренцева и Карского морей. Несмотря на огромные запасы природного газа перед Газпромом стоит решение сложнейших задач по наращиванию добычи природного газа на ближайшую перспективу. Это связано с тем, что до последнего времени почти 80% добычи газа в стране обеспечивали четыре гигантских месторождения в Западной Сибири: Уренгойское, Медвежье, Ямбургское и Вынгапурское. На этих месторождениях пройден уровень пиковой добычи и они находятся в стадии падающей добычи. Ежегодное сокращение объема добычи газа на этих месторождениях составляет более 20 млрд. м³.

Газпромом были предприняты меры по ускоренному вводу в разработку других месторождений в Западной Сибири (Заполярье, Еты-Пуровское, Песцовское и ряд других). Однако перекрыть падение добычи газа на крупнейших месторождениях за счет ввода в разработку даже большого количества новых месторождений с меньшими запасами является весьма трудной задачей.

В целях обеспечения наращивания объемов добычи природного газа за прогнозный период усилия Газпрома направлены прежде всего на ввод в разработку газовых месторождений Ямала, которые должны обеспечить на долгосрочную перспективу основной объем прироста добычи в стране. В 2008г. Газпром приступил к строительству магистрального газопровода от самого крупного Бованенковского газового месторождения на Ямале до существующей газопроводной системы в Западной Сибири. Также в 2008г. Газпром пробурил первую эксплуатационную скважину на Бованенковском месторождении. Газпром планирует довести на Ямале добычу газа к 2030г. примерно до 340,0 млрд. м³ с целью удовлетворения газом растущих внутренних потребностей, а также дальнейшего наращивания объемов его экспорта.

Помимо Ямала Газпром предпринимает усилия по разработке газовых месторождений еще в двух регионах: Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море и газоконденсатных месторождений на шельфе Сахалина.

Наращивание добычи значительных объемов природного газа за прогнозный период ожидается в странах Африки, где намечается прирост объема добычи с 158,6 млрд. м³ в 2006г. примерно до 390,0 млрд. м³ к 2030г. В настоящее время более 85% добычи природного газа обеспечивают три страны: Алжир, Египет и Нигерия. Запасы природного газа в этих трех странах на 01.01.2009г. составляют 11,4 трлн. м³, или 81% запасов в африканском континенте.

По геологическим данным Нигерия является наиболее привлекательной страной для ведения разведки на газ и разработки газовых месторождений. По запасам природного газа Нигерия несколько уступает Алжиру, однако, объем добычи природного газа в 2006г. был в три раза меньше объема его добычи в Алжире. Проблемы безопасного ведения работ, а также неопределенности условий по разработке запасов углеводородного сырья в Нигерии являются сдерживающими факторами по разработке этих ресурсов. Поэтому в этой стране ожидается более умеренный рост добычи природного газа, несмотря на его значительные запасы и хорошие геологические условия. Более благоприятные условия наращивания объемов добычи природного газа за прогнозный период существуют в ряде других стран, включая Алжир, Египет, Ливию и Анголу.

В развивающихся странах Азии за прогнозный период ожидается прирост добычи природного газа примерно в 195,0 млрд. м³, в том числе в КНР – около 50,0 млрд. м³, в Индии – около 25,0 млрд. м³ и в остальных странах региона – примерно 120 млрд. м³.

В последние годы КНР быстрыми темпами наращивала добычу природного газа. В период 2000-2006гг. темпы прироста добычи газа в этой стране составили 13,6% в год. КНР по объему добычи природного газа выходит на передовые позиции в регионе, так как идет снижение его добычи в Индонезии. По объему наращивания добычи природного газа КНР уже обошла основных поставщиков газа в регионе – Малайзию, Пакистан и Индию.

В странах Центральной и Южной Америки за прогнозный период ожидается рост добычи природного газа с 175,0 млрд. м³ в 2006г. примерно до 260,0 млрд. м³ к 2030г. В этом регионе основной объем добычи природного газа осуществляется в странах, расположенных в так называемом Южном Конусе и создавших общий рынок. В этот общий рынок входят Бразилия, Аргентина, Парагвай и Уругвай. Ассоциированными членами являются Чили и Боливия. В этих странах сконцентрированы основные газовые месторождения региона.

В странах ОЭСР рост объемов добычи природного газа за прогнозный период ожидается с 1160,0 млрд. м³ в 2006г. примерно до 1330,0 млрд. м³ к 2030г. Наибольший прирост объемов добычи природного газа за этот период в 100,0 млрд. м³ ожидается в США и около 80,0 млрд. м³ – в Австралии и Новой Зеландии. В то же время рост добычи природного газа в этих странах перекрывает продолжающееся падение добычи в Канаде и в странах Западной Европы, где разрабатываемые газовые месторождения находятся в стадии падающей добычи.

За период 2010-2030гг. в США ежегодно будет наращиваться объем добычи газа более чем 6,0 млрд. м³, в то время как в 48 нижних штатах продолжится снижение объемов добычи традиционного газа. Основной же объем

прироста добычи газа в стране идет за счет наращивания объема добычи нетрадиционного природного газа, связанного с ростом цен на него и совершенствованием технологии бурения, позволяющим вводить в эксплуатацию более дорогостоящие ресурсы.

Объем добычи нетрадиционного природного газа в США в 2006г. составил 47% от общего объема добычи природного газа. К 2030г. его доля может составить около 56%. Природный газ, содержащийся в породах, представленных плотными песчаниками, является основным источником наращивания объемов добычи нетрадиционного природного газа, доля добычи которого к 2030г. может составить до 30% от общего объема добычи. За прогнозный период также быстро будет наращиваться добыча нетрадиционного природного газа из отложений сланцев, технически извлекаемые запасы которого оцениваются в 7,6 трлн. м³. Объем добычи природного газа из сланцев в США вырастет с 31,0 млрд. м³ в 2006г. примерно до 120, млрд. м³ к 2030г., что составит около 18,0% от общего объема добычи природного газа к тому времени. Однако ожидаемые объемы добычи природного газа из сланцев нельзя считать вполне достоверными, так как потребуются продолжить разведочные работы, чтобы получить дополнительную информацию о ресурсном потенциале.

Добыча природного газа в Австралии и Новой Зеландии за прогнозный период вырастет с 28,2 млрд. м³ в 2006г. примерно до 125 млрд. м³ к 2030г. Темпы прироста добычи в этих двух странах составят почти 4,2% в год, т.е. самые высокие в странах ОЭСР. Благодаря наличию хорошей ресурсной базы Австралия будет занимать доминирующее положение в добыче природного газа в прогнозный период. В Австралии на северо-западном шельфе бассейн Карнарвон (Carnarvon Basin) является основным центром добычи газа, в котором вероятные запасы оцениваются в 1,8 трлн. м³. Кроме того, ожидается, что начало разработки газовых месторождений в глубоководном бассейне Броуз (Browse Basin) в море Тимор (Timor Sea) может в перспективе привести к еще большему объему наращивания добычи природного газа в стране. В стране также проявляется интерес к добыче метана из отложений угля и использования его в основном для выработки сжиженного природного газа (СПГ). На сегодня планируется или находится в стадии строительства пять проектов по добыче метана из угольных пластов и производства из него СПГ. По первому, так называемому проекту Fishervan's Landing в Queensland ведется строительство объектов для производства СПГ мощностью 1,5 млн. т в год. Пуск объектов в эксплуатацию намечен на конец 2012г.

Международная торговля природным газом. Страны ОЭСР Северной Америки в значительной степени самообеспечены природным газом. В 2006г. страны Северной Америки импортировали 17,9 млрд. м³ природного газа из других регионов. Импортируемый газ в виде СПГ поступал в шесть терминалов по разгазированию, пять из которых находятся в США и один в Мексике. Объем импорта тогда составил только чуть более 2,0% от общего объема потребления природного газа в регионе. В 2007-2008гг. пущены в эксплуатацию еще три терминала по разгазированию, включая единственный терминал, расположенный на тихоокеанском побережье США. На начало 2009г. находилось в стадии приемки или строительства еще шесть терминалов, включая первый терминал в Канаде.

Доля импорта природного газа в страны Северной Америки к середине прогнозного периода вырастет до 6,0% от общего объема потребляемого газа, но к 2030г. этот показатель упадет до 4-х процентов. Причина такого падения

импорта в последние годы прогнозного периода связана с быстрым наращиванием добычи газа из нетрадиционных ресурсов, а также усовершенствованием к тому времени технологии чистого сжигания угля, что позволит наращивать объемы выработки электроэнергии на угольных электростанциях, сократив тем самым потребление природного газа в электроэнергетике. В результате этого зависимость США от импорта природного газа в 17,9% в 2006г может к 2030г упасть до 3,0% по мере падения добычи газа и объемов его экспорта из Канады, а также роста добычи природного газа в самих США из нетрадиционных ресурсов.

В отличие от США Мексика за прогнозный период все в большей степени будет зависеть от импорта газа, так как рост добычи газа в этой стране не поспевает за ростом его потребления. Образующийся дефицит природного газа в Мексике будет сбалансирован поставщиками природного газа по трубопроводам из США и за счет импорта СПГ.

При умеренном росте потребления природного газа в странах Западной Европы и дальнейшем падении его добычи на перспективу, будет расти зависимость этой группы стран от импорта. В 2006г. 44,0% от общего объема потребности в природном газе удовлетворено за счет его импорта из стран, находящихся за пределами региона. Объем импорта только из России и Алжира составил более 30,0% от общего объема потребления. К 2030г. чистый импорт уже составит 57,0% от общего объема потребления.

Страны ОЭСР Япония и Южная Корея являются странами, полностью зависящими от импорта СПГ. Эти две страны занимают ведущую позицию на рынке СПГ. В 2006г. импорт СПГ в Японию составил 41,0% от общего объема импорта в мире, в Южную Корею – 15,0%, несмотря на то, что объемы потребления СПГ в этих странах составили 3% в Японии и 1% в Южной Корее от общего объема мирового потребления природного газа. Япония и Южная Корея и на перспективу сохраняют ведущее положение в импорте СПГ несмотря на опережающий рост его производства в мире.

В Австралии ожидается, что большинство проектов по наращиванию объемов добычи природного газа в основном нацелены на производство СПГ для экспорта. Однако в связи с глобальным экономическим и финансовым кризисом осуществление большинства проектов может быть задержано или отложено.

На ближайшую перспективу в России доля объема экспорта природного газа по отношению к его общей добыче может несколько снизиться в связи с воздействием экономического кризиса на потребление природного газа в Европе. Однако в долгосрочной перспективе огромные запасы природного газа в России позволят ей наращивать объемы экспорта в соседние страны. Если в 2006г. объем экспорта в стране к его общему объему добычи составил 28%, к 2010г. ожидается падение этой доли до 26%, а к 2030г. она может вырасти до 30%.

Ожидается, что растущие объемы добычи природного газа в странах Ближнего Востока и Африки в большей степени будут направлены на экспорт, как только будет завершено строительство газопровода Медгаз (the Medgaz) из Алжира в Испанию, а также ввода в эксплуатацию мощностей по производству СПГ в Катаре, Алжире, Йемене и Анголе. В странах Ближнего Востока ожидается рост доли экспорта природного газа от общего объема его добычи с 14,0% в 2006г. примерно до 24,0% к 2015г. В странах Африки доля объема экспорта природного газа от его общей добычи может вырасти с 55,0% в 2006г. примерно до 57,0% в 2010г. и к 2015г. упадет до 56,0%. После 2015г. доля экспорта

природного газа в этих двух регионах будет снижаться из-за продолжающегося роста объемов внутреннего потребления.

Зависимость Индии от импорта СПГ в краткосрочной перспективе уменьшится, как только будут введены в разработку газовые месторождения в газоносном бассейне Кришна Годавари (the Krishna Godavari Basin). Соответственно доля импорта природного газа от объема его потребления в стране упадет с 20,0% в 2006г. до 13,0% к 2010г. Однако большинство газовых месторождений страны, находящиеся в разработке, переходят в стадию падающей добычи. К 2030г. зависимость импорта от общего объема потребления может вырасти более чем на 30,0%. Ведутся переговоры о строительстве газопроводов и поставке газа в Индию из Ирана, стран Средней Азии и Мьянма, но до сих пор по ним не достигнуто твердого решения.

За прогнозный период будет расти зависимость КНР от импорта природного газа, несмотря на то, что в ближайшее время начнется наращивание добычи природного газа в провинции Сычуань (Sichuan Province), однако, объемы добычи будут отставать от нарастающих объемов его потребления. К 2030г. зависимость КНР от импорта природного газа может возрасти более чем на одну треть от объема потребляемого газа. Для обеспечения растущих объемов импорта газа КНР уже в 2006г. пущен в эксплуатацию первый терминал по разгазированию СПГ в провинции Гуандун (Guangdong). Пуск в эксплуатацию второго терминала по разгазированию СПГ в районе Шанхая планировался в начале 2009г., но из-за аварии при испытании трубопровода его пуск задерживается. Вместо терминала в районе Шанхая в середине 2009г. пущен в эксплуатацию второй терминал в районе Фуджиан (Fujian). Впервые ожидается поставка природного газа в КНР по газопроводу в 2011г., когда будет принят в эксплуатацию газопровод из Туркменистана через Казахстан в КНР.

Остальные развивающиеся страны Азии (исключая КНР и Индию) являются нетто экспортерами природного газа. В Индонезии, Малайзии и Брунее в настоящее время имеются установки по производству СПГ на экспорт. Имеется также ряд предложений по строительству установок для производства СПГ в Папуа Новой Гвинее. Несмотря на то, что в Индонезии экспорт СПГ достиг своего пика в 1999г. в объеме около 30,0 млн. т и сократился к 2006г. до 23 млн. т, в стране строится новая установка по производству СПГ в Тангу (Tangguh) с пуском в эксплуатацию в 2009г. С пуском этой установки в эксплуатацию можно ожидать на какое-то время остановку падения объемов экспорта СПГ в стране. Производство же СПГ на двух находящихся в эксплуатации установках продолжает падать.

Из всех стран этого региона, за исключением КНР, только на Тайване имеется установка по разгазированию СПГ. Имеются предложения по строительству терминалов по разгазированию СПГ в Сингапуре, Пакистане, Таиланде, Филиппинах и Индонезии. В 2006г. по группе этих стран экспорт составил 24,0% от объема добычи, но в связи с ростом объемов потребления природного газа к 2030г. эти страны к 2030г. будут уже импортировать до 6% от общего объема его потребления.

Добыча природного газа в Бразилии растет наиболее быстрыми темпами. В 2006г. в этой стране было добыто 8,5 млрд. м³. В перспективе ежегодные темпы прироста его добычи до 2030г. могут составить до 6,6%. Зависимость Бразилии от импорта газа из Боливии составляет почти 50% от общего объема его потребления/, К 2030г. эта зависимость может упасть до менее 10%. В краткосрочной и долгосрочной перспективе Бразилия планирует увеличить

объемы импорта. Ожидается, что в 2009г. будут пущены в эксплуатацию два терминала по разгазированию СПГ и планируется построить еще один терминал. В то же самое время в Бразилии обсуждается возможность строительства установки по производству СПГ. Такая установка позволит осуществлять поставку СПГ на терминалы по разгазированию на территории страны и небольшие объемы экспортировать в соседние страны.

Мировые запасы природного газа. На протяжении многих десятилетий наблюдается тенденция непрерывного роста запасов природного газа. На 01.01.2009г. американским журналом Oil and Gas Journal мировые запасы газа оценены в 177,113 трлн. м³, что на 1,925 трлн. м³ больше запасов, оцененных на 01.01.2008г. в 175,188 трлн. м³ (табл. 10).

Наибольшие объемы прироста запасов в 2009г. показаны в Иране и США. В Иране рост запасов составил 1212 млрд. м³ (рост на 5% по сравнению с запасами в 2008г.), в США – на 765 млрд. м³ (рост на 13%). Рост запасов в меньших объемах, но все еще значительных, показан в Индонезии, Кувейте, Венесуэле и Ливии. Запасы в Индонезии и Кувейте выросли на 13%, в Индонезии рост составил 340 млрд. м³, в Кувейте 198 млрд. м³. Венесуэла показала рост запасов на 142 млрд. м³ (рост на 3%), Ливия – на 113 млрд. м³ (рост на 9%).

В США рост запасов природного газа произошел за счет разведки ресурсов сланцев. Как известно, за пределами США фактически не ведутся работы по разведке ресурсов сланцев. Применение современных технологий, таких как горизонтальное бурение, гидроразрыв пластов позволили США значительно улучшить экономические показатели разработки месторождений сланцев. Эти технологии могут быть успешно применены и в других странах. Например, в Западной Европе эти технологии могли найти применение гораздо раньше. В настоящее время в Центральной и Западной Европе несколько американских нефтяных компаний ведут разведку на открытие месторождений сланцев. В то же самое время несколько европейских нефтяных компаний осуществляют инвестиции на открытие запасов сланцев в США. Если вышеприведенные технологии будут применены в других регионах, экономично извлекаемые запасы природного газа из сланцев в остальной части мира, вероятно, вырастут, как они выросли в США.

Наибольший объем снижения запасов природного газа в 2009г. показан в Казахстане (на 425 млрд. м³) и в Катаре (на 368 млрд. м³). Падение запасов в Казахстане составило 15%, хотя эта страна все еще располагает значительными запасами. Имея в виду огромные запасы газа в Катаре (25,261 трлн. м³) объем падения составляет только 1% от общего объема доказанных запасов. Туркменистан также показал некоторое снижение запасов в 170 млрд. м³ (падение 6%). Германия и Великобритания показали небольшое снижение запасов, но они представляют значительную долю от их запасов. Германия показала снижение запасов в 85 млрд. м³, что составляет 31% от общих запасов, а Великобритания - 57 млрд. м³ или 17% от общих запасов.

Почти три четверти мировых запасов природного газа сосредоточены на Ближнем Востоке и в странах Евразии. На 01.01.2009г. запасы природного газа России, Ирана и Катара составили 57% от мировых запасов.

Несмотря на высокие темпы роста потребления природного газа, особенно за последнее десятилетие, в большинстве регионов сохраняется высокая степень обеспеченности запасами. В мире в целом обеспеченность запасами составляет 63 года. В отдельных регионах и странах наибольшая обеспеченность запасами

приходится на Ближний Восток – более 100 лет. Африку – 79 лет. Россию – 78 лет и Центральную и Южную Америку – около 48 лет.

Таблица 10

Мировые запасы природного газа по странам на 01.01.2009г.

Страны	Запасы в трлн. м ³	% от мировых запасов
Мир в целом	177,113	100,0
Первые 20 стран по запасам	160,707	90,7
Россия	47,578	26,9
Иран	28,093	15,9
Катар	25,261	14,3
Саудовская Аравия	7,307	4,1
США	6,740	3,8
ОАЭ	6,060	3,4
Нигерия	5,211	2,9
Венесуэла	4,843	2,7
Алжир	4,503	2,5
Ирак	3,172	1,8
Индонезия	3,002	1,7
Туркменистан	2,652	1,5
Казахстан	2,407	1,4
Малайзия	2,351	1,3
Норвегия	2,322	1,3
КНР	2,266	1,3
Узбекистан	1,841	1,0
Кувейт	1,784	1,0
Египет	1,671	0,9
Канада	1,643	0,9
Остальной мир	16,406	9,3

Источник: "Worldwide Look at Reserves and Production", Oil and Gas Journal, December 22, 2008, pp. 22-23.

4. УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Угольная промышленность в развитии топливно-энергетического комплекса и в прогнозный период будет играть важную роль в обеспечении отраслей экономики технологическим топливом, а также служить сырьем для газохимической промышленности.

Ожидается, что потребление угля за период 2006-2030гг. вырастет примерно с 4524 млн. т.у.т. примерно до 6850, млн. т.у.т. (табл. 11). Темпы потребления угля в период 2006-2015гг. составят около 1,9% в год и 1,6% в год с 2015 по 2030гг., что отражает тенденции роста как ВВП, так и потребления ПЭР за прогнозный период. Около 92% от всего объема прироста потребления угля за прогнозный период ожидается в развивающихся странах.

В мировом энергобалансе в 2006г. доля потребления угля составила 27,0% от общего объема потребления ПЭР. От объема добытого угля в 2006г. 62% было использовано в выработке электроэнергии, 34% - в промышленном секторе и оставшиеся 4% - в жилищном и коммерческом секторах. К 2030г. доля

потребления угля от общего объема потребления ПЭР может вырасти до 28%. Доля потребления угля в электроэнергетике может несколько снизиться с 62% в 2006г. до 41% в 2020г. и затем снова вырастет до 42% к 2030г.

Таблица 11

Динамика объемов внутреннего потребления и производства угля в мире в 2006-2030гг.

Страны и регионы	Факт	Прогноз		
	2006г.	2010г.	2020г.	2030г.
Внутреннее потребление				
Страны ОЭСР	1682,4	1700,0	1710,0	1820,0
Северная Америка	874,8	890,0	920,0	1040,0
в том числе США	810,0	825,0	860,0	960,0
Европа	475,2	470,0	450,0	430,0
Азия	338,4	340,0	340,0	350,0
Развивающиеся страны	2901,6	3355,0	4095,0	5030,0
Европа и Евразия	313,2	330,0	335,0	340,0
в том числе Россия	165,6	180,0	185,0	190,0
Азия	2394,0	2830,0	3540,0	442,0
в том числе КНР	1872,0	2250,0	2860,0	3540,0
Ближний Восток	14,4	15,0	15,0	20,0
Африка	151,2	150,0	165,0	190,0
Центральная и Южная Америка	28,8	30,0	40,0	60,0
Всего	452,4	5055,0	5805,0	6850,0
Внутренняя добыча				
Страны ОЭСР	1504,8	1540,0	1610,0	1770,0
Северная Америка	918,0	940,0	960,0	1055,0
в том числе США	856,0	865,0	880,0	970,0
Европа	270,0	250,0	240,0	235,0
Азия	316,8	350,0	410,0	480,0
Развивающиеся страны	3117,6	3510,0	4200,0	5090,0
Европа и Евразия	374,9	390,0	410,0	420,0
в том числе Россия	219,5	245,0	265,0	275,0
Азия	2458,8	2820,0	3420,0	4230,0
в том числе КНР	1900,8	2240,0	2820,0	3470,0
Ближний Восток	0,0	0,0	5,0	5,0
Африка	212,4	220,0	240,0	280,0
Центральная и Южная Америка	72,0	80,0	125,0	155,0
Мир в целом	4524,0	5050,0	5810,0	6850,0

Источники те же, что и в таблице 1.

Мировая торговля углем за прогнозный период может вырасти на 40% с 710,0 млн. т.у.т. в 2006г. до примерно 990,0 млн. т.у.т. к 2030г. Доля мировой торговли углем от общего объема его потребления на уровне 15% в 2006г. сохранится без изменения в течение всего прогнозного периода.

4.1. Мировое потребление угля

Потребление угля в странах ОЭСР вырастет с 1748,4 млн. т.у.т. в 2006г. до 1710, млн. т.у.т. к 2020г. и до 1820,0 млн. т.у.т. к 2030г. Ежегодные темпы прироста потребления угля за весь прогнозный период ожидаются на уровне 0,3% в год и 0,4% в год с 2020 по 2030гг. Несмотря на рост потребления угля в странах Северной Америки и в странах ОЭСР Азии, доля потребления угля стран ОЭСР от общего объема его потребления в мире снизится с 37% в 2006г. до 27% к 2030г.

Потребление угля в США в 2006г. составило 810,0 млн. т.у.т. или 92% от общего объема его потребления в Северной Америке или 18% от объема потребления угля в мире. В США к 2030г. потребление угля может вырасти до 960,0 млн. т.у.т. США располагают значительными запасами угля и выработка электроэнергии в основном базируется на угле. Доля потребления угля для выработки электроэнергии (включая выработку электроэнергии на теплофикационных электростанциях в промышленном и коммерческом секторах) снизится с 49,0% в 2006г. до примерно 47,0% к 2030г.

Увеличение объемов потребления угля для выработки электроэнергии на новых и находящихся в эксплуатации электростанциях, включая ожидаемое потребление угля на установках по производству жидкого топлива из угля (coal-to-liquids- CTL), позволят обеспечить за прогнозный период умеренные темпы роста его потребления в 0,7% в год. Несмотря на некоторые сдерживающие факторы инвестиций в США на новые электростанции на угольном топливе, планируемый на перспективу рост выработки электроэнергии на угольных электростанциях превысит выработку электроэнергии на любых других видах топлива. Доля потребления угля из общего объема наращиваемого объема выработки электроэнергии за прогнозный период в США доля выработки электроэнергии на угольных электростанциях ожидается на уровне 39,0%.

Выработка электроэнергии из возобновляемых источников (включая гидроэлектростанции) за прогнозный период также будет расти в значительных объемах. Их доля к 2030г. может составить около 32,0% от объема вырабатываемой электроэнергии, а доля природного газа в выработке электроэнергии может составить около 18,0%.

Производство жидких видов топлива из угля за прогнозный период вырастет к 2030г. примерно на 9,0 млн. т. Прогнозируемые объемы выработки электроэнергии на угольных станциях и производство жидких видов топлива из угля могут претерпеть значительные изменения, если в США произойдут изменения в проводимой политике в отношении выбросов парниковых газов в атмосферу.

В Канаде и Мексике за прогнозный период ожидается небольшой рост объемов потребления угля (примерно на 6,0 млн. т в каждой стране). Объемы потребления угля в этих странах сохранятся на уровне около 8%.

Общее потребление угля в европейских странах ОЭСР претерпит небольшое снижение с 475,2 млн. т.у.т. в 2006г. до примерно 430,0 млн. т.у.т. к 2030г. В 2006г. крупнейшими потребителями угля в европейских странах ОЭСР являлись Германия, Польша, Соединенное Королевство, Испания, Италия, Турция и Чешская Республика. Важную роль в странах ОЭСР Европы играет потребление низкокалорийных углей, производимых в этих странах, а также твердые угли, поступающие по импорту. В 2006г. доля потребления лигнитов в этих странах по тоннажу составила 47,0% от его общего объема потребления, а

по теплотворной способности – 24,0%. Имеющиеся планы в некоторых странах Западной Европы по обновлению существующих угольных электростанций говорят о том, что уголь в этих странах будет играть важную роль в их энергобалансах.

Потребление угля в странах ОЭСР Европы в течение прогнозного периода будет медленно снижаться, так как правительства придерживаются политики сдерживания его потребления в большей степени из-за экологических соображений, в то же время ожидается весьма умеренный рост потребления всех видов ПЭР в среднем темпами в 0,5% в год. Другими факторами, сдерживающими потребление угля, являются продолжающийся рост потребления природного газа, как в электроэнергетике, так и в промышленном секторе, растущий рост потребления возобновляемых источников энергии и продолжающееся давление стран-членов ЕС, направленное на снижение субсидий в поддержку добычи твердых углей в этих странах.

В дополнение к тому, что страны ОЭСР Азии, являющиеся крупнейшими потребителями угля, страны региона играют важную роль в мировой торговле углем. В 2006г. потребление угля в этих странах составило 338,4 млн. т.у.т., что соответствует 19,05% от общего объема потребления всеми странами ОЭСР. За прогнозный период прирост потребления угля в этих странах ожидается на уровне примерно около 12,0 млн. т.у.т. и к 2030г. общее потребление угля может составить примерно 350,0 млн. т.у.т. Австралия в 2006г. занимала ведущую роль по объему экспорта угля в мире. Объем поставок угля на мировой рынок в 2006г. составил 162,0 млн. т.у.т. Япония и Южная Корея являются ведущими импортерами угля с объемами импорта в 2008г. соответственно 154,8 и 72,0 млн. т.у.т. В долгосрочном периоде потребление угля в Японии будет сокращаться. Почти весь объем роста потребления угля за прогнозный период в этом регионе произойдет за счет Австралии, Новой Зеландии и Южной Кореи.

Темпы прироста потребления угля за прогнозный период в Австралии и Новой Зеландии составят примерно 0,5% в год: с 93,6 млн. т.у.т. в 2006г. почти до 105,0 млн. т.у.т. к 2030г. В 2006г. потребление угля в Австралии составило 97,0% от общего объема его потребления в этом регионе. При особенно значительных запасах угля (в основном в Австралии) регион основной упор делает на использование угля для выработки электроэнергии, однако его доля в объеме выработки электроэнергии в течение прогнозного периода будет постепенно сокращаться. В отличие от угля выработка электроэнергии с использованием природного газа и возобновляемых источников энергии будет расти более быстрыми темпами. Если в 2006г. на угольных электростанциях вырабатывалось 70,0% от общего объема производства электроэнергии, то к 2030г. она может упасть до 58,0%.

Общее потребление угля в Южной Корее за прогнозный период вырастет с 39,6 млн. т.у.т. в 2006г. до примерно 60,0 млн. т.у.т. к 2030г. или на 20,0 млн. т.у.т. Уголь намечается использовать в основном в качестве топлива на вновь строящихся или находящихся в эксплуатации электростанциях. Электроэнергетические компании Южной Кореи объявили о своих планах в течение ближайших нескольких лет ввести в эксплуатацию новые угольные электростанции мощностью 6 ГВт около существующих станций, включая три блока по 500 МВт, которые уже введены в эксплуатацию в 2006 и 2007гг.

В развивающихся странах Азии благодаря быстрым темпам развития экономики и растущего спроса на ПЭР общее потребление угля может составить примерно до 5030 млн. т.у.т. к 2030г. или рост почти на 73,0% по сравнению с

2006г. Ожидаемый рост потребления угля в период 2006-2030гг. в объеме 2128,4 млн. т.у.т. составляет почти 91,50% от общего роста мирового потребления угля, что подтверждает продолжающуюся важную роль угля в удовлетворении потребности в энергии в развивающихся странах. в энергобалансе развивающихся стран в течение всего прогнозного периода ожидается сохранение за углем около 1/3 от общего объема потребления ПЭР.

В развивающихся странах Азии рост потребления угля за весь прогнозный период составит более 87,0% от общего роста его мирового потребления. За прогнозный период в развивающихся странах Азии темпы роста экономики ожидаются в среднем на 5,7% в год, в КНР – в среднем на 6,4%, в Индии – на 5,6% в год. Большая часть роста потребления ПЭР в развивающихся странах Азии, особенно в электроэнергетике и в промышленном секторе, будет покрываться за счет угля.

Потребление угля в выработке электроэнергии в КНР вырастет с 896,4 млн. т.у.т. в 2006г. до примерно 2060, млн. т.у.т. к 2030г., при темпах ежегодного прироста 3,5% Для сравнения потребление угля для выработки электроэнергии в США будет расти темпами 0,7% в год с 745,2 млн. т.у.т. в 2006г. до примерно 875,0 млн. т.у.т. к 2030г. В начале 2006г. КНР располагала находящимися в эксплуатации угольными электростанциями мощностью 350 ГВт. Для обеспечения электроэнергией быстро развивающейся экономики КНР к 2030г. намечается дополнительно ввести угольные электростанции мощностью в 600 ГВт. Это потребует огромных финансовых инвестиций на строительство самих станций, высоковольтных линий передачи электроэнергии, а также распределительных сетей. Уже в течение 2006–2010гг. будут введены в эксплуатацию угольные электростанции мощностью в 192 ГВт.

В дополнение к потребностям инвестиций на строительство угольных электростанций в прогнозный период потребуются значительные инвестиции на добычу угля и его транспортировку.

В 2006г. более 52,0% объема потребляемого угля в КНР израсходовано в неэнергетических секторах, в основном в промышленном секторе. КНР занимает первое место в мире по выплавке стали и чугуна. За прогнозный период рост потребления угля в не электроэнергетическом секторе ожидается в 500,0 млн. т.у.т., или рост на 51,0% по сравнению с уровнем 2006г.

В Индии за прогнозный период более 71,0% наращиваемого объема потребления угля будет использовано в электроэнергетическом секторе и большая часть оставшихся объемов – в промышленном секторе. В 2006г. потребление угля на угольных электростанциях составило 212,0 млн. т.у.т., или 63,0% от общего объема его потребления. К 2030г. объем потребления угля для выработки электроэнергии на угольных электростанциях может составить до 335,0 млн. т.у.т. в связи с вводом новых мощностей на 65,0 ГВт. В результате этого мощности угольных электростанций вырастут с 78,0 ГВт в 2006г. примерно до 142,0 ГВт к 2030г.

В других развивающихся странах Азии темпы прироста потребления угля составят примерно 3,0% в год с ростом объемов его потребления с 183,6 млн. т.у.т. в 2006г. до примерно 375,0 млн. т.у.т. к 2030г., причем потребление угля будет расти как в электроэнергетике, так и в промышленном секторе.

Потребление угля в развивающихся странах Европы и Евразии за прогнозный период может вырасти с 313,2 млн. т.у.т. в 2006г. до примерно 340,0 млн. т.у.т. к 2030г.

В этой группе стран крупнейшим потребителем угля является Россия: 165,6 млн. т.у.т. в 2006г. или 52,0% от общего потребления угля в регионе. Доля угля в энергобалансе страны в 2006г. составила 15,0% от общего объема ПЭР и угольные электростанции выработали 23,0 % электроэнергии в стране. По среднему варианту прогноза потребление угля в России к 2030г. может составить до 190,0 млн. т.у.т. и его доля в общем объеме потребления ПЭР может снизиться примерно до 14,0%, а в электроэнергетике – до 20,0%.

В марте 2008г. Правительство России одобрило новый долгосрочный план развития электроэнергетики, в котором на перспективу предусматривается в какой-то степени сдерживать рост выработки электроэнергии на газовых электростанциях в пользу наращивания ее выработки на угольных и атомных электростанциях.

Потребление угля в других развивающихся странах Европы и Евразии в прогнозный период до 2030г. сохранится на уровне потребления 2006г. в 150,0 млн. т.у.т. Доля угля в выработке электроэнергии за прогнозный период может несколько снизиться с 27,0% в 2006г. до примерно 25,0% к 2030г. В стадии планирования в настоящее время находится строительство ряда угольных электростанций. Добываемые местные лигниты могут быть предложены в качестве топлива для большей части этих угольных электростанций, хотя поступающий по импорту уголь может быть использован в качестве топлива на ряде станций, планируемых в прибрежных регионах.

В развивающихся странах Африки потребление угля в прогнозный период вырастет с 151,2 млн. т.у.т. в 2006г. до примерно 190,0 млн. т.у.т. к 2030г. Доля потребления угля в Южной Африке в настоящее время составляет 92,0% от общего объема его потребления в регионе и такое соотношение сохранится до конца прогнозного периода.

В Южной Африке из-за роста спроса на электроэнергию в последние годы государственной электроэнергетической компанией Eskom было принято решение пустить в эксплуатацию три крупных угольных электростанции (Camden, Grootvlei и Komati), которые были остановлены более 10 лет назад. Отдельные блоки на этих электростанциях общей мощностью в 3,8 ГВт будут пущены в эксплуатацию в течение 2006-2011гг. В дополнение к этому компания Eskom приступает к строительству двух новых угольных электростанций в Medupi и Kusile общей мощностью 9,6 ГВт. и 12 блоков в этих двух электростанциях планируется пустить в эксплуатацию в конце 2016г.

Дефицит электроэнергии и отсутствие резервных мощностей в ряде стран, прилегающих к Южной Африке, вынудили их правительства проявить интерес к проектам по строительству угольных электростанций. В настоящее время рядом международных энергетических компаний осуществляются крупные капиталовложения в разработку месторождений угля в Мозамбике и Ботсване. Добытый уголь планируется использовать в качестве топлива на угольных электростанциях и поставлять на международные рынки.

В промышленном секторе также будет расти потребление угля, включая производство пара для использования в промышленности, кокса для производства стали, а также выработки жидких видов топлива. Два завода в Сасоле (Южная Африка) уже производят жидкое топливо из угля в объеме 7,5 млн. т в год, что обеспечивает более 20,0% потребности страны в этом виде топлива.

В странах Центральной и Южной Америки потребление угля в 2006г. составило 28,8 млн. т.у.т. Бразилия, занимающая 10-е место в мире по выплавке

стали потребила в 2006г. до 54,0% от общего объема потребления угля в регионе. Потребление оставшейся большей части угля сохранили за собой Чили, Колумбия, Пуэрто Рико, Перу и Аргентина. Потребление угля за прогнозный период вырастет более чем на 30,0 млн. т.у.т., из них 75,0% в Бразилии в основном для производства кокса и выработки электроэнергии.

Потребление угля в странах Ближнего Востока в 2006г. составило 14,4 млн. т.у.т., из них 85,0% в Израиле и большая часть остального в Иране. К 2030г. произойдет незначительный рост потребления угля до примерно 20,0 млн. т.у.т.

4.2. Мировая добыча угля

Рост добычи угля с 2006г. по 2030г. в КНР, США и Индии может составить соответственно 1570,0, 115,0 и 65,0 млн. т.у.т., что предполагает, что больший объем потребления угля в этих странах будет удовлетворяться за счет внутренней добычи в этих странах. значительный рост добычи угля также произойдет в Австралии. Новой Зеландии и других развивающихся странах Азии. Рост объема добычи угля в Австралии и Новой Зеландии составит примерно 160,0 млн. т.у.т. и будет в основном направлен на экспорт из Австралии.. Увеличение объема добычи угля в других развивающихся странах Азии примерно на 140,0 млн. т.у.т. будет использоваться для внутреннего потребления и на экспорт. Рост в небольших объемах добычи угля за прогнозный период ожидается в России, в странах Африки и в Центральной и Южной Америке соответственно примерно на 55,0, 65,0 и 80,0 млн. т.у.т.

Перспективы мировой торговли углем. В конце 2008г. в результате охватившего мир глобального экономического и финансового кризиса резко упал объем импорта. В результате избытка предложения в странах-экспортерах угля произошло сокращение объемов добычи угля. Несмотря на неопределенность сроков выхода из глобального экономического кризиса в долгосрочной перспективе ожидается значительный рост международной торговли углем. Ожидается, что в прогнозный период импорт угля может вырасти с 741,72 млн. т.у.т. до примерно 990,0 млн. т.у.т. к 2030г. Такой объем роста мировой торговли углем находится в соответствии с прогнозируемым ростом потребления угля, особенно в развивающихся странах Азии.

Мировая торговля коксующимися углями – основным сырьем для выплавки стали, в последнее время, претерпела падение в связи с тем, что ряд компаний сократили выплавку стали почти на 30,0%. В долгосрочной перспективе по мере исчезновения избытка стали на мировых рынках с началом экономического роста ожидается и рост объемов импорта коксующихся углей.

Хотя энергетические и коксующиеся угли участвуют в мировой торговле, в 2007г. доля торговли энергетическими углями составила 72,0% от общего объема торговли и такое соотношение может сохраниться и к 2030г. Страны Азии в 2007г. импортировали 58,0% от общего объема мирового экспорта энергетического угля и к 2030г. доля его импорта ожидается на уровне 65,0%. Доля импорта коксующихся углей странами Азии за прогнозный период может вырасти с 61,0% в 2007г. до примерно 67,0% к 2030г.

Объем мировой торговли углем в 2007г. составил 16,0% от общего объема потребления. Рост объема мировой торговли углем за прогнозный период ожидается с 748,8 млн. т.у.т. в 2007г. примерно до 990,0 млн. т.у.т. Наибольший объем роста потребления угля на протяжении прогнозного периода ожидается в развивающихся странах Азии и, особенно, в КНР, которая свои потребности в нем

будет удовлетворять за счет внутренней добычи. В связи с этим доля мировой торговли углем от объема потребления к 2030г. может снизиться примерно до 14,0%. В течение прогнозного периода, как и ранее, Австралия и Индонезия благодаря удобному географическому положению сохранят ведущую роль в объемах экспорта угля, особенно, в страны Азии. Ожидается, что страны Центральной и Южной Америки также будут наращивать объемы поставки угля на экспорт, в основном, в результате наращивания добычи угля в Колумбии.

5. АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Рост выработки электроэнергии в мире за прогнозный период на атомных электростанциях (АЭС) в период 2006-2030гг. может составить 1184 млрд. кВт.ч. с 2660 млрд. кВт.ч. до примерно 3844 млрд. кВт.ч. Росту мощностей АЭС способствуют ожидаемое установление высоких цен на органические виды топлива, обеспечение энергетической безопасности и рост эмиссии парниковых газов. Несмотря на относительно высокие капиталовложения на строительство АЭС и высокие эксплуатационные затраты выработка электроэнергии на них становится более или менее экономически конкурентоспособной с выработкой электроэнергии на органических видах топлива.

Интерес, проявляемый в мире к атомной энергетике, также связан с проблемой диверсификации поставок энергоресурсов, обеспечением большей энергетической безопасности, а также желанием снижения эмиссии парниковых газов. Несмотря на это имеются и определенные проблемы, которые могут в перспективе затормозить развитие атомной энергетике. К ним относятся обеспечение безопасности АЭС, вопросы хранения радиоактивных отходов, а также беспокойство о возможности использования центрифуг для обогащения урана для АЭС для производства атомного оружия. Эти проблемы продолжают беспокоить общественность многих стран и в какой-то степени могут сдерживать развитие атомной энергетике.

На региональном уровне наиболее быстрое развитие атомной энергетике за прогнозный период ожидается в развивающихся странах Азии. В этой группе стран рост выработки электроэнергии на АЭС ожидается с 111,0 млрд. кВт.ч. в 2006г. до примерно 678,0 млрд. кВт.ч. к 2030г. при среднегодовых темпах прироста в 7,8%, в то время как в КНР – в 8,9% и в Индии – в 9,9%.

За пределами Азии значительный рост выработки электроэнергии на АЭС ожидается в России. В соответствии с решением Правительства РФ 2006г. о «Развитии атомной энергетике в России в 2007-2010и-2015гг.» намечено к 2015г. завершить строительство 10 атомных реакторов, в том числе: реакторы 2, 3 и 4 в Волгодонске; 4 – в Калининне; 2-1 и 2-2 - в Нововоронеже; 2-1 и 2-2 - в Ленинграде и 4 - в Белоярске. Помимо этого предлагается закончить строительство еще 40 реакторов к 2030г. из расчета ежегодного объема наращивания мощностей АЭС по 2 МВт в течение 2012-2014гг. и по 3 ГВт в год с 2014 по 2020гг. Общая выработка электроэнергии на АЭС в России за прогнозный период вырастет с 144,0 млрд. кВт.ч. до примерно 322,0 млрд. кВт.ч. к 2030г.

В КНР за прогнозный период ожидается рост выработки электроэнергии на АЭС с 55,0 млрд. квт.ч.. в 2006г. до примерно 425,0 млрд. квт. ч к 2030г., что будет обеспечено за счет ввода новых мощностей АЭС в 47,0 ГВт. В настоящее время в КНР в стадии строительства находятся 11 АЭС, 6 из которых начаты строительство в 2008г. Несмотря на наращивание быстрыми темпами мощностей

АЭС в КНР, выработка электроэнергии на них в объеме ее выработки составит небольшую долю и вырастет с 2,0% в 2006г. до примерно 5,0% к 2030г.

В Индии также намечены планы быстрого наращивания выработки электроэнергии на АЭС. За прогнозный период ожидается рост выработки электроэнергии на АЭС в стране с 16,0 млрд. кВт.ч. в 2006г. до примерно 149,0 млрд. кВт.ч. к 2030г. В настоящее время в Индии в строительстве находятся 6 АЭС, 4 из которых намечено ввести в конце 2009г. Успешному решению проблемы наращивания мощностей АЭС может способствовать подписанное в октябре 2008г. «Соглашение 123» (123 Agreement) между Индией и США, по которому Индия, несмотря на то, что она не присоединилась к договору о нераспространении ядерного оружия, может импортировать ядерные материалы, ядерную технологию и топливо.

Помимо КНР и Индии ряд развивающихся стран Азии приступили или планируют осуществить работы по использованию ядерной энергии. К 2030г. ожидается ввод в строй АЭС во Вьетнаме, Индонезии и Пакистане. Ряд других стран региона также рассматривают проблемы диверсификации производства электроэнергии путем привлечения ядерного компонента, что вызвано в основном ожидаемыми на перспективу высокими ценами на органические виды топлива, а также необходимостью обеспечения энергетической безопасности своих стран.

В странах Ближнего Востока в настоящее время ведется строительство одного реактора в Иране в Бушере. Срок его пуска намечен на 2011г. Правительство ОАЭ в 2008г. объявило план о возможном завершении строительства к 2020г. трех АЭС мощностью по 1500 МВт и подписало соглашение о сотрудничестве в области атомной энергетики с Францией, Японией, Соединенным Королевством и США. Помимо Ирана и ОАЭ заинтересованность в строительстве АЭС проявляют и ряд других стран региона, включая Иорданию и Кувейт. Несмотря на все эти заинтересованности за прогнозный период помимо одного реактора в Бушере можно ожидать только ввод одного реактора в ОАЭ. Рост выработки электроэнергии на АЭС в этом регионе за прогнозный период ожидается с нуля в 2006г. до примерно 13 млрд. кВт.ч. к 2030г.

На африканском континенте в настоящее время находятся в эксплуатации только два реактора (в Южной Африке) с объемом выработки электроэнергии около 2,0% от объема выработки электроэнергии в регионе. Имеются также сообщения о том, что в 2010г. начнется строительство нового реактора Pebble Bed Modular в Южной Африке с намечаемым вводом в эксплуатацию в 2014г. Помимо этого Египет проявляет интерес к строительству АЭС, подписав в 2008г. соглашение с Россией о сотрудничестве в области атомной энергетике. Одновременно Египет заключил контракт с американской корпорацией Bechtel на проектирование новой АЭС. На протяжении всего прогнозного периода доля выработки электроэнергии на АЭС в Африке сохранится на уровне 2,0% от общей ее выработки на континенте. В целом по этому региону рост выработки электроэнергии за прогнозный период ожидается с 10,0 млрд. кВт.ч. в 2006г. до примерно 21,0 млрд. кВт.ч. к 2030г.

В странах Центральной и Южной Америки на гидростанциях вырабатывается до 2/3 объема электроэнергии, потребляемой в регионе. В Бразилии, стране с самой мощной экономикой в регионе, гидростанции обеспечивают почти 84,0% от общего объема потребления электроэнергии в стране. В связи с определенным риском с обеспечением электроэнергией в

засушливые годы правительство Бразилии объявило о своих планах по наращиванию объемов выработки электроэнергии на АЭС. В первую очередь Правительство приняло решение завершить строительство простаивающей уже в течение многих лет АЭС Angra-3 мощностью 1000 МВт. К строительным работам приступили в апреле 2009г. и планируют завершить их строительство в 2014г. С 2015г. планируется приступить еще к строительству 4-х АЭС мощностью по 1000 МВт каждая. В целом по странам Центральной и Южной Америки ожидается рост выработки электроэнергии на АЭС за прогнозный период с 21,0 млрд. кВт.ч. в 2006г. до примерно 34,0 млрд. кВт.ч. к 2030г.

В странах ОЭСР за прогнозный период ожидается незначительный рост выработки электроэнергии на АЭС с 2250,0 млрд. кВт.ч. в 2006г. до примерно 2580,0 млрд. кВт.ч. к 2030г. при ежегодных темпах прироста не более 0,6% в год. В странах Северной Америки также ожидается незначительный рост выработки электроэнергии на АЭС с 891,0 млрд. кВт.ч. в 2006г. до примерно 1053,0 млрд. кВт.ч. к 2030г., при этом основная доля выработки в пределах 88,0-86,0% на протяжении всего прогнозного периода будет сохраняться за США. С 2006г. по 2030г. в США ожидается ввод в эксплуатацию новых АЭС мощностью 12,7 ГВт. и продление эксплуатации отработавших свой срок АЭС мощностью 3,3 ГВт., которые частично компенсируют мощности АЭС в 4,4 ГВт., выведенных из эксплуатации. В целом выработка электроэнергии на АЭС в США за прогнозный период может вырасти с 100,0 млрд. кВт.ч. в 2006г. до примерно 115,0 млрд. кВт.ч. к 2030г. и доля выработки электроэнергии на АЭС к общему ее объему составит около 18,0%. На рост мощностей АЭС в США за прогнозный период оказывает положительное влияние ряд принятых законодательных актов, направленных на поощрение развития атомной энергетики, а также опасениями относительно эмиссии парниковых газов в атмосферу, что может ограничить возможности наращивания мощностей угольных электростанций.

В странах ОЭСР Европы за прогнозный период ожидается падение выработки электроэнергии на АЭС с 929,0 млрд. кВт.ч. в 2006г. до примерно 890,0 млрд. кВт.ч. к 2025г. с последующим ростом примерно до 900,0 млрд. кВт.ч. к 2030г. В целом темп падения выработки электроэнергии на АЭС за прогнозный период в этой группе стран ожидается на уровне - 0,1% в год. Как известно, Бельгия и Германия, имевшие в прошлом программы значительного наращивания мощностей АЭС, в настоящее время придерживаются политики их сокращения. Сейчас пока не ясно приступят ли эти две страны к фактическому осуществлению своих планов по закрытию АЭС, в то время как эти станции работают в значительной степени в режиме базовой нагрузки без выбросов парниковых газов в атмосферу. Кроме того, ряд европейских стран даже готовы пересмотреть свои позиции в отношении развития атомной энергетики. Например, Правительство Швеции заявило в феврале 2009г., что оно приостанавливает свое решение по закрытию АЭС к 2010г. и дает обратный ход своему плану о запрете ввода новых мощностей АЭС в течение 30 лет. Италия также заявила о своих намерениях по диверсификации топливной составляющей в электроэнергетике за счет строительства АЭС.

В странах ОЭСР Азии за прогнозный период ожидаются более высокие темпы прироста выработки электроэнергии на АЭС на уровне около 1.6% в год с 430,0 млрд. кВт.ч. в 2006г. до примерно 6200 млрд. кВт.ч. к 2030г.

Несмотря на рост более высокими темпами выработки электроэнергии на АЭС в 4,6% в год в развивающихся странах, превосходящими темпы ее выработки странами ОЭСР в 8 раз, по объему выработки электроэнергии страны

ОЭСР будут значительно превосходить показатели развивающихся стран. К 2030г. доля выработки электроэнергии на АЭС развивающихся стран все еще составит только 49,0% от объема выработки электроэнергии на АЭС в странах ОЭСР.

6. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Несмотря на то, что органические виды топлива (нефть, газ и уголь) вплоть до 2030г. будут занимать ведущее положение в объеме потребления первичных энергоресурсов (до 80,0%), однако в этот период будет наблюдаться непрерывный рост потребления возобновляемых источников энергии (ВИЭ), к которым относятся ветровая, солнечная, геотермальная, энергия биомассы, гидроэнергия и др.

Несмотря на это ежегодные темпы прироста потребления ВИЭ могут достигать двузначной цифры, однако их доля в объеме потребления к 2030г. сохранится на уровне 7,5-8,0%. Такой высокий темп роста производства энергии из возобновляемых источников связан с весьма низким их базовым уровнем. Однако объем потребления ВИЭ будет постоянно возрастать в связи с непрерывным удорожанием органических видов топлива, особенно нефти, а также из-за всевозрастающих объемов загрязнения окружающей среды.

За период 2006-2030гг. выработка в мире электроэнергии за счет возобновляемых источников может вырасти с 3424,0 млрд. кВт.ч. до примерно 6724,0 млрд. кВт.ч. при средних темпах прироста около 2,9% в год (табл. 12).

Из всех видов ВИЭ наибольший рост объема выработки электроэнергии за этот период ожидается на электростанциях с 2997 млрд. кВт.ч. в 2006г. до примерно 4770 млрд. кВт.ч. к 2030г. при средних темпах прироста около 2,0% в год. Самые высокие темпы выработки электроэнергии в 9,9% в год ожидаются на ветровых электростанциях, однако ожидаемая выработка электроэнергии на этих станциях в 1200 млрд. кВт.ч. к 2030г. все еще будет почти в 4 раза меньше объема ее выработки на гидроэлектростанциях. Из общего объема прироста выработки электроэнергии ВИЭ за период 2006-2030гг. примерно в 3,3 трлн. кВт.ч. 1,8 трлн. кВт.ч. будет выработано на гидроэлектростанциях и 1,1 трлн. кВт.ч. на ветровых электростанциях (33,0%).

Таблица 12

Динамика выработки электроэнергии из возобновляемых источников энергии за 2006-2030гг. (млрд. кВт.ч.)

Регионы	Факт	Прогноз		
	2006г.	2010г.	2020г.	2030г.
Страны ОЭСР	1634	1885	2520	2945
Гидроэнергия	1274	1320	1450	1530
Ветровая	113	260	570	840
Геотермальная	35	45	60	65
Другие	212	260	440	510
Развивающиеся страны	1789	2180	3145	3775
Гидроэнергия	1723	2060	2910	3240
Ветровая	14	50	115	370
Геотермальная	19	30	40	50

Другие	33	40	80	115
Мир в целом	3423	4065	5665	6720
Гидроэнергия	2997	3380	4360	4770
Ветровая	127	310	685	1210
Геотермальная	54	75	100	115
Другие	245	300	520	625

Источники те же, что и в таблице 1.

Несмотря на присущие ВИЭ положительные факторы с точки зрения охраны окружающей среды и безопасности, они, за исключением гидроэнергетики, за прогнозный период не смогут конкурировать с органическими видами топлива. Например, солнечная энергия уже в настоящее время заняла определенную нишу в энергетике, но ее экономичность может быть обеспечена в тех местах, где весьма высоки цены на электроэнергию или со стороны правительства предоставляются определенные субсидии. Во многих случаях политика правительств и выдвигаемые ими инициативы являются основными мотивами для строительства генерирующих установок на базе ВИЭ.

Имеются также значительные различия в использовании ВИЭ в странах ОЭСР и в развивающихся странах. В странах ОЭСР большая часть экономически приемлемых к вводу в эксплуатацию гидроресурсов уже используются, за исключением Канады и Турции, где планируется в будущем построить ряд крупных гидроэлектростанций. В результате этого в странах ОЭСР наибольший рост выработки электроэнергии ожидается не за счет гидроресурсов, а за счет энергии ветра и биомассы. Большинство стран ОЭСР, особенно европейских, придерживаются политики, направленной на регулирование тарифов и установление квот в пользу производителей ВИЭ, тем самым стимулируется строительство электроэнергетических объектов на базе ВИЭ.

В развивающихся странах, наоборот, наибольший рост выработки электроэнергии за прогнозный период ожидается в основном за счет использования гидроресурсов. Особенно большой рост использования гидроресурсов ожидается в КНР, Индии, Бразилии и в ряде стран Юго-Восточной Азии за счет строительства крупных и средних по мощности гидроэлектростанций. В развивающихся странах также ожидается значительный рост выработки электроэнергии на ветровых электростанциях. КНР, по всей вероятности, будет занимать ведущее положение по наращиванию мощностей на ветровых электростанциях.

В США за прогнозный период ожидается удвоение объема выработки электроэнергии за счет использования ВИЭ: с 415 млрд. кВт. ч в 2010г. до примерно 820,0 млрд. кВт. ч к 2030г., при этом темпы прироста составят около 3,15% в год. Если доля выработки электроэнергии за счет ВИЭ от общего ее объема в 2010г. составила 10,5%, то к 2030г. она может достигнуть 15,8%. В США установленная мощность ветровых электростанций на начало 2009г. достигла 25 МВт или более 20,0% установленной мощности в мире. Для сравнения в настоящее время установленная мощность ветровых электростанций в Германии составляет 24,0 МВт, Испании – 7,0 МВт и КНР – 12,0 МВт.

Наиболее экономичными и наиболее распространенными считаются турбины мощностью до 2,0 МВт, которые группируются на земельном участке или кластере и общая мощность установленных турбин может достигать 20 МВт. Самый крупный в мире ветровой кластер находится в штате Техас, где

эксплуатируется 421 ветровая турбина, обеспечивая электроэнергией 220 тыс. домов.

Наряду с использованием ветровой энергии в США быстрыми темпами наращиваются мощности наиболее стабильной геотермальной энергетики. Ведущее место в мире по ГеоТЭС также занимают США, где сосредоточено более 40,0% действующих мощностей в мире.

Дальнейшему наращиванию выработки электроэнергии на базе ВИЭ будет способствовать принятый в начале 2009г. “Закон восстановления Америки и повторного инвестирования” (American Recovery and Reinvestment Act of 2009), в котором предусмотрено предоставление налоговых льгот, а также гарантии по ссудам на \$6,0 млрд. на разработку технологий в области ВИЭ и систем передачи электроэнергии

В Канаде за прогнозный период ожидаются темпы прироста выработки электроэнергии на ГЭС в 1,0% в год, а на ветровых электростанциях – 13,1% в год. Основная доля выработки электроэнергии в этой стране сохранится за ГЭС и в отдаленной перспективе. В 2006г. на гидростанциях выработано 59,0% от общего объема выработанной электроэнергии. К 2030г. ее доля может снизиться примерно до 54,0%, при росте доли выработки на ветровых электростанциях с 1,0% в 2006г. примерно до 6,0% к 2030г. Канада является одной из немногих стран ОЭСР с большим потенциалом неиспользованных гидроресурсов. В настоящее время в стране планируется или находится в строительстве несколько крупных и средних по мощности гидростанций.

Канада также планирует и на перспективу продолжить наращивание мощностей ветровых электростанций. Если к началу 2009г. установленная мощность ветровых электростанций в стране составила 2246 МВт, то к 2030г. планируется довести мощности до 24000 МВт.

В странах ОЭСР Европы в связи с использованием всех экономически приемлемых гидроресурсов основное внимание обращено на наращивание мощностей за счет ВИЭ и, в первую очередь, ветровой энергии. В настоящее время из 10 крупных мировых рынков ветроэнергетики 7 находятся в Европе, к концу 2008г. 54,0% установленных мощностей ветровых электростанций в мире находились в странах ЕС.

За прогнозный период в этих странах ожидаются высокие темпы прироста выработки электроэнергии в 3,1% в год на базе ВИЭ, и это в основном за счет наращивания мощностей ветровых электростанций. Такие высокие темпы роста выработки электроэнергии за счет ВИЭ связываются с тем, что ЕС проводит политику, создающую наиболее благоприятные условия для использования ВИЭ. В дополнение к этому отдельные страны региона используют и другие факторы, направленные на стимулирование выработки электроэнергии на базе ВИЭ. В таких странах как Германия, Испания и Дания – лидерах по установленной мощности ветровых электростанций, узаконены тарифы на поставку электроэнергии от этих станций, превышающую тарифы, поставляемому другими станциями по рыночной стоимости. Срок действия таких тарифов предусматривается в течение 20 лет после завершения строительства станции.

Ожидается, что общая выработка электроэнергии на ветровых электростанциях за прогнозный период в этой группе стран вырастет с 80 млрд. кВт.ч. в 2006г. до примерно 610,0 млрд. кВт.ч. к 2030г. К концу прогнозного периода выработка электроэнергии на ветровых электростанциях превзойдет ее выработку на гидростанциях.

В связи с отсутствием дополнительных земельных площадей под строительство новых ветровых электростанций, многие страны этого региона вынуждены заниматься заменой менее мощных агрегатов для этих станций на более мощные или строить в будущем значительную часть станций на шельфе Северного и Балтийского морей.

В странах ОЭСР Азии в Японии за прогнозный период ожидаются небольшие темпы прироста потребления в 1,0% за счет ВИЭ. Хотя в Японии как и в остальных странах ОЭСР основной рост потребления ВИЭ ожидается за счет ветровых электростанций, однако их внедрение сталкивается с рядом трудностей. Это в первую очередь связано с недостаточной поддержкой со стороны правительства развития разработок технологий, связанных с ветроэнергетикой, а также неблагоприятными погодными условиями

в виде тайфунов и ударов молний, наносящих повреждения ветровым энергоустановкам. Хотя в настоящее время и ведутся работы по созданию новых стойких к ветру турбин, однако, доля выработки электроэнергии на ветровых электростанциях к 2030г. не превысит 1,0% от ее общего объема.

Рост выработки электроэнергии в развивающихся странах Европы за прогнозный период ожидается в основном за счет гидроэнергетики, однако темпы роста не превысят 0,7% в год. В России рост выработки электроэнергии из ВИЭ за прогнозный период будет осуществляться не за счет строительства новых гидроэлектростанций, а в основном за счет достройки гидроэлектростанций, строительство которых было приостановлено в 90-е годы, а также наращивания мощностей на существующих гидроэлектростанциях. Авария на крупнейшей Саяно-Шушенской ГЭС будет оказывать в предстоящие годы негативное влияние на выработку электроэнергии за счет использования ВИЭ.

В России при существующих масштабах добычи органического топлива и при наличии достаточно развитых систем централизованного энергоснабжения ВИЭ на ближайшее будущее не смогут составить серьезной конкуренции традиционной энергетике.

В развивающихся странах Азии за прогнозный период рост выработки электроэнергии с использованием ВИЭ ожидается темпами в среднем 4,7% в год и ее доля по отношению к общему объему выработки электроэнергии вырастет с 16,0 в 2006г. до 17,0% к 2030г. Такие темпы роста в основном будут обеспечены за счет строительства крупных и средних по мощности гидроэлектростанций.

В КНР в настоящее время в строительстве находится ряд крупнейших гидроэлектростанций. В октябре 2008г. сдана в эксплуатацию самая крупная гидроэлектростанция в мире Three Gorges Dam мощностью 18200 МВт. Корпорация Three Gorges Project Development планирует к 2012г. довести установленную мощность этой станции до 22400 МВт. Одновременно ведется строительство второй по мощности в 12600 МВт гидроэлектростанции Xiluodu на реке Jisha со сроком окончания в 2020г. Идет строительство третьей по мощности в 6,3 МВт гидроэлектростанции Longtan на реке Hongshui со сроком ввода в конце 2009г. В КНР также находится в строительстве гидроэлектростанция Jinping 1 на реке Yalong мощностью 3600 МВт с самой высокой плотинной в мире – 300 м. Ввод этой гидроэлектростанции в эксплуатацию запланирован на 2014г. Принятые в КНР высокие темпы строительства гидроэлектростанций за прогнозный период позволят к 2030г. удвоить их мощности.

Помимо наращивания выработки электроэнергии на ГЭС в КНР ожидается также значительный рост использования ВИЭ в основном за счет наращивания мощностей ветровых электростанций. На год раньше запланированного срока мощности ветровых электростанций к концу 2008г. были доведены до 10000 МВт.

В связи с запланированными темпами прироста мощностей ветровых электростанций в 3000 МВт в год, их мощности к 2020г. будут доведены до 40000 МВт и выработка электроэнергии на них будет доведена с 2 млрд. кВт.ч. в 2006г. до примерно 315 млрд. кВт.ч. к 2030г. В целом по использованию ВИЭ КНР уже к 2013г. превзойдут США.

Индия, как и КНР, имеет планы за прогнозный период удвоить выработку электроэнергии на гидростанциях. Согласно 11-му и 12-му пятилетним планам Центрального электроэнергетического управления с 2007г. по 2017г. планируется довести мощности гидростанций до 40943 МВт. Чтобы стимулировать строительство гидростанций частными компаниями по предлагаемому к принятию закону будут устанавливаться тарифы, гарантирующие окупаемость вложенных инвестиций в течение 5 лет и продажу до 40,0% электроэнергии на оптовом рынке.

В других странах региона как Вьетнам, Малайзия, Пакистан и Мьянма имеются планы или уже находятся в строительстве целый ряд гидростанций. Во Вьетнаме в стадии строительства находятся гидростанции Son Ia мощностью 2400 МВт и Honi Quang мощностью 520 МВт. Ввод в строй обеих станций намечен на 2015г. В Малайзии ожидается ввод в эксплуатацию в 2011г. гидростанции Bakun Dam мощностью 2400 МВт. Пакистан и Мьянма также имеют планы строительства ряда гидростанций.

В странах Ближнего Востока не проявляется особого интереса к использованию ВИЭ, так как основной объем выработки осуществляется на газе и жидких видах топлива. За прогнозный период доля выработки электроэнергии за счет использования ВИЭ вырастет с 4,0% в 2006г. всего примерно до 5,0% к 2030г. Несмотря на это в последние годы представители стран Совета по сотрудничеству стран Персидского залива понимают проблему исчерпаемости ресурсов органического топлива и задумываются о возможностях использования своих огромных объемов солнечной и ветровой энергии. Особенно в Абу Даби (ОАЭ) ускоренными темпами ведутся работы по достижению в г. Масдар (Masdar) нулевого выброса углекислого газа путем строительства фотоэлектрической станции мощностью 190 МВт и ветровой электростанции мощностью 20 МВт. Ожидается, что первый этап строительных работ будет завершен в 2009г. Созданный в Масдаре институт науки и технологии будет способствовать использованию ВИЭ не только в пределах самого города, но и всего ближневосточного региона и в перспективе за его пределами с охватом стран Северной Африки и Западной Европы.

В странах Африки за прогнозный период ожидается рост потребления ВИЭ незначительными темпами в 1,8% в год. Африканские строители во многих случаях находятся в затруднительном положении по изысканию инвестиций или международной поддержки для осуществления более крупных энергетических проектов. В регионе имеется несколько проектов по строительству ГЭС. В случае их осуществления в среднесрочной перспективе способствовали бы наращиванию выработки электроэнергии в этом регионе. Однако к 2030г. вряд ли все эти проекты будут реализованы. Наиболее реально завершение строительства трех ГЭС в Эфиопии общей мощностью 1185 МВт, в том числе ГЭС Takeze мощностью 300 МВт, ГЭС Anabeles – 460 МВт и ГЭС Gilgel Gibe II – 420 МВт.

В странах Центральной и Южной Америки две трети от общего объема электроэнергии вырабатывается на ГЭС. Из семи ведущих стран региона по объему выработки электроэнергии в шести – Бразилии, Венесуэле, Парагвае,

Колумбии, Чили и Перу на гидростанциях вырабатывается 55,0% от ее общего объема. В Бразилии – стране с самой мощной экономикой в регионе, в 2006г. 84,0% электроэнергии вырабатывалось на ГЭС. Несмотря на это Бразилия планирует наращивать мощности за счет строительства новых ГЭС.

В настоящее время в строительстве находятся две гидростанции: Santo Antonia мощностью 3150,0 МВт и Jiran – мощностью 3326 МВт. С пуском этих двух станций в 2012-2015гг. ожидается обеспечение потребностей страны в электроэнергии на среднесрочный период. Для обеспечения электроэнергией страны на долгосрочный период планируется строительство ГЭС Belo Monte мощностью 11181 МВт, проект на строительство которой выставлен на торги.

Бразилия помимо гидроэнергетики проявляет интерес и к развитию ветровой энергетики. За прогнозный период ожидается рост выработки электроэнергии на ветровых электростанциях с 250,0 млн. кВт.ч. в 2006г. до примерно 6890,0 млн. кВт.ч. к 2030г. при ежегодном темпе роста в 14,8%. Несмотря на высокие темпы развития электроэнергетики ее доля в выработке электроэнергии сравнительно мала по сравнению с ожидаемым объемом ее выработки к 2030г. в 646600 кВт.ч. на гидростанциях страны.

7. ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ОТРАСЛИ ТЭК

7.1. Переработка нефти

При общем объеме переработки нефти в мире в 2006г. 4200 млн. т. около 58,0% сосредоточено в странах ОЭСР и 42,0% - в развивающихся странах. Однако к 2030г. ожидается значительное снижение доли переработки нефти в странах ОЭСР почти до 47,0% и рост в развивающихся странах до 53,0%. За прогнозный период наиболее быстрыми темпами будут наращиваться объемы переработки нефти в развивающихся странах в 1,9% в год, в то время как в странах ОЭСР – всего 0,1% в год.

За прогнозный период ожидаются значительные различия в темпах прироста объемов переработки нефти между отдельными регионами как стран ОЭСР, так и развивающихся стран. Среди развивающихся стран наиболее высокие темпы прироста объемов переработки нефти ожидаются в странах Азии – 2,7% в год и странах Ближнего Востока – 1,8% в год и умеренные темпы в развивающихся странах Европы и Евразии – 0,4% в год и в странах Африки, Центральной и Южной Америки – 1,2% в год. В странах ОЭСР ожидаются весьма незначительные и даже отрицательные темпы прироста объемов переработки нефти, в том числе: в странах Северной Америки 0,2% в год, Западной Европы – - 0,2% в год и Азии – 0,1% в год.

В нефтепереработке используются первичные и вторичные процессы переработки. Качество нефтепродуктов после первичной переработки низкое и небезопасное для окружающей среды. Для облагораживания продукции первичной переработки, а также для обеспечения максимального выхода светлых нефтепродуктов, обеспечивающих минимальное воздействие на окружающую среду, на современных заводах широко применяются процессы вторичной переработки нефти. Основное ядро вторичных процессов формируется вокруг четырех процессов: каталитического крекинга, гидроочистки, каталитического риформинга и коксования. Процесс каталитического крекинга используется в переработке газойля (тяжелого дистиллята) для получения бензина, дизельного и

печного топлива; гидроочистка – для удаления серы; каталитический риформинг – для повышения октанового числа бензина и установки коксования – для переработки мазута с получением более легких светлых нефтепродуктов и нефтяного кокса.

Уровень и качество переработки нефти определяются по соотношению мощностей вторичных процессов к общей мощности переработки, что называется коэффициентом сложности.

В настоящее время США занимают ведущее положение в мире, как по объему переработки, так и по использованию самых современных процессов переработки нефти. По коэффициенту сложности в 71% нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) США опережают западноевропейские заводы, где этот коэффициент составляет около 40%, а в странах АТР – 31%.

Высокая насыщенность НПЗ США вторичными процессами уже в настоящее время обеспечивает предельно возможный выход светлых нефтепродуктов и минимальный объем мазута. Фактически на НПЗ страны достигнут максимально возможный выход бензина от 450 до 500 литров на одну тонну сырой нефти.

В США основной рост спроса на перспективу сохранится за светлыми нефтепродуктами и, в первую очередь на автомобильные бензины и дизельное топливо. Эта проблема будет решаться за счет наращивания мощностей по переработке нефти в существующих НПЗ и строительства ряда новых НПЗ. Одновременно в стране принимаются меры по наращиванию объемов производства альтернативных видов топлива и, прежде всего, этанола и биодизеля.

В принятом в декабре 2007г. «Законе об энергетической независимости и безопасности» (The Energy Independence and Security Act) предусмотрен рост производства этанола с 18,7 млн.т в 2007г. до 108 млн. т к 2030г. Более половины производства этанола будет обеспечиваться за счет зерновых культур (в основном кукурузы), остальной объем - за счет отходов производства деревообрабатывающей отрасли.

В странах ЕС в прогнозный период имеются определенные резервы наращивания выхода светлых нефтепродуктов на действующих НПЗ за счет повышения доли вторичных процессов переработки нефти. В этих странах предъявляются более высокие требования к качеству бензинов и дизтоплива по сравнению даже с США. В странах ЕС намечается уже к 2011г. обеспечить выпуск бензина и дизтоплива без содержания серы. Одновременно будут приниматься меры по дальнейшему снижению содержания в бензинах ароматики, и олефинов.

Перед развивающимися странами за прогнозный период стоит решение проблемы наращивания объемов переработки нефти в основном за счет строительства новых НПЗ и повышения выхода светлых нефтепродуктов за счет наращивания доли вторичных процессов в существующих и вновь строящихся НПЗ.

Ниже рассмотрим более подробно развитие нефтеперерабатывающей отрасли по отдельным регионам мира.

В странах ОЭСР Северной Америки за прогнозный период ожидается рост объемов переработки нефти с 850 млн. т в 2006г. примерно до 1050 млн. т к 2030г. Фактически прирост объемов переработки за этот период может составить до 200 млн.т.

Более четкая картина ввода мощностей по переработке в этом регионе вырисовывается на среднесрочный период вплоть до 2020г. За этот период в

регионе намечено ввести новые мощности по переработке в объеме 65,0 млн.т в год, из них 55,0 млн. т в США. Проекты на строительство этих НПЗ, включая крупные, уже утверждены соответствующими органами.

Кроме того, за среднесрочный период планируется осуществить наращивание мощностей по переработке нефти в объеме до 60,0 млн. т в год в действующих НПЗ. К таким проектам относятся намечаемое крупное наращивание мощностей по переработке нефти в объеме 16,3 млн. т на НПЗ в Порт-Артуре (штат Техас), на НПЗ в Garyville (штат Индиана) - объемом 9,0 млн. т, на НПЗ в Pascagoala (штат Луизиана) – объемом 10,0 млн. т и на ряде других НПЗ. За прогнозный период не исключено также, что на ряде НПЗ, расположенных в северных штатах США и в Канаде, будет осуществлено наращивание мощностей по вторичным процессам общей мощностью на 25 млн. т в год.

В странах этого региона за пределами 2020-2022гг. можно ожидать строительство новых НПЗ и наращивание мощностей на существующих НПЗ на объем переработки нефти порядка 80,0 млн. т в год .

В странах ОЭСР Европы в связи с некоторым спадом объемов переработки нефти за прогнозный период не ожидается строительство каких-либо крупных нефтеперерабатывающих заводов. Основные усилия этой группы стран на перспективу будут направлены на наращивание мощностей по вторичным процессам переработки в действующих НПЗ.

На среднесрочную перспективу намечается построить и пустить в эксплуатацию на ряде НПЗ установки по гидрокрекингу общей мощностью порядка 22,0 млн. т в год, в том числе установки по коксованию – на 12,0 млн. т и установки по гидрокрекингу мазута --на 4,0 млн. т. Эти установки будут построены в основном в НПЗ, расположенных вдоль побережья Средиземного моря и в НПЗ Вильгельмсхафен в Германии.

В странах ОЭСР Азии на ближайшую перспективу ожидается наращивание мощностей по первичным процессам в объеме 14,2 млн. т в год, из них 6,2 млн. т в Японии. Ожидается также наращивание мощностей по переработке в НПЗ Marsdin Point в Новой Зеландии на объем переработки в 2,5 млн. т в год.

В развивающихся странах Азии за прогнозный период ожидается наибольший рост объема переработки как за счет строительства новых НПЗ, так и наращивания мощностей в существующих. Рост мощностей по переработке нефти в целом по региону ожидается в объеме 620,0 млн. т в год, в том числе в КНР – 340,0 млн. т в год. В КНР на ближайшую перспективу до 2012г. за счет строительства новых НПЗ и наращивания объема переработки в существующих НПЗ ожидается нарастить мощности по переработке нефти на 115,0 млн. т в год. Компания Sinopet занимает ведущее положение в стране по наращиванию объема переработки нефти. Она планирует до 2012г. ввести новые мощности по переработке нефти объемом 65,0 млн. т в год, в том числе 18,0 млн. т с корпорацией ExxonMobil и Saudi Aramco. Несмотря на то, что на НПЗ КНР достигнут значительный успех в наращивании мощностей по вторичным процессам, на ближайшую перспективу будет продолжен ввод дополнительных мощностей на 25,0 млн. т в год установок по гидрокрекингу и коксованию. Эти мощности нацелены на обеспечение максимального выхода дистиллятов и нефти для нужд транспорта и производства нефтехимической продукции. В ближайшие годы в КНР намечается осуществить работы по наращиванию мощностей установок по гидроочистке общей мощностью более 100,0 млн. т в

год, из которых 60,0% будет использовано для выработки дизельного топлива. Ускорение этих работ связано с ожидаемым в ближайшие годы ужесточением норм по качеству моторных топлив.

Помимо КНР остальные страны региона намеряют ввести на ближайшую перспективу до 2012г. новые мощности на объем переработки нефти в 80,0 млн. т, из которых на 70,0 млн. т в Индии. Самый крупный в Индии НПЗ в Jamnagar мощностью 29,0 млн. т в год для переработки тяжелых сернистых нефтей пущен в эксплуатацию в 2009г. Имеющиеся на заводе мощности по вторичным процессам позволяют снизить содержание серы в бензине и дизтопливе до 10 мг/л. В Индии разработаны также проекты на строительство в среднесрочной перспективе новых НПЗ общей мощностью на 40,0 млн. т в год. Малайзия, Таиланд и Вьетнам также приступили к строительству трех НПЗ общей мощностью 13,5 млн. т в год со сроком ввода в эксплуатацию в 2012г.

Страны Ближнего Востока по объему ввода мощностей по переработке нефти за период 2006-2030гг. занимают второе место после развивающихся стран Азии. В этом регионе за этот период объем переработки нефти может вырасти примерно на 165 млн. т в год. На ближайшее будущее в этом регионе ожидается ввод новых мощностей по переработке нефти объемом около 100 млн. т в год, Из этого объема в Саудовской Аравии намечается ввести мощности на 48,75 млн. т в год, в том числе НПЗ в Jubail мощностью 20,0 млн. т в год. Намечается также пустить в эксплуатацию в 2012г. НПЗ в Рас Тануре мощностью 20,0 млн. т в год в 2013г.

В Иране на ближайшую перспективу ожидается пуск установок по фракционированию конденсата мощностью 18,0 млн. т в год. Кроме того, ожидается наращивание мощностей по переработке нефти объемом 9,5 млн. т в год в действующих НПЗ в Arak, Lavan и Isfahan. В Кувейте ожидается пуск крупного НПЗ в Al-Zour мощностью 30,7 млн. т в год к концу 2012г. На НПЗ в Mina Abdullah работы по наращиванию мощности будут завершены только в 2013г. из-за принятой по проекту сложной технологии.

В странах Африки за прогнозный период ожидается осуществить работы по наращиванию мощностей по переработке нефти примерно на 20,0 млн. т в год, из них 15,6 млн. т - в действующих НПЗ в ряде стран на севере и востоке региона. В ЮАР в 2009г. завершены работы на ряде НПЗ по наращиванию мощностей по переработке нефти. Если в ближайшие годы будут приняты более строгие нормы по качеству нефтепродуктов, работы по наращиванию мощностей по вторичным процессам будут продолжены в следующем десятилетии.

В России в последние годы наметилась обнадеживающая тенденция как по наращиванию объемов переработки нефти, так и по дальнейшему увеличению выхода светлых нефтепродуктов. Если в 2005г. средняя глубина переработки по стране составляла 71,6%, то к 2030г. намечается довести ее до 89,4%.

Среди наиболее значимых по объему переработки нефти за прогнозный период является строительство НПЗ в Нижнекамске (Татарстан) мощностью 7,0 млн. т в год для переработки высокосернистой нефти. Пуск в эксплуатацию НПЗ намечен на 2010г. Выработка моторных топлив на этом заводе будет соответствовать «Евро-4» и «Евро-5», удовлетворяющим самым жестким экологическим требованиям. После 2015г. намечается строительство НПЗ в Приморском крае мощностью 20,0 млн. т в год. На этом НПЗ планируется довести глубину переработки нефти до 93,0%, что будет соответствовать достигнутому уровню на НПЗ в США. В среднесрочной перспективе намечается также строительство НПЗ в Ленинградской области мощностью 12,0 млн. т в год.

В странах Центральной и Южной Америки за прогнозный период ожидается рост мощностей по переработке нефти примерно на 50 млн. т в год. На ближайшую перспективу ожидается завершение строительства НПЗ в Abreu e Lima мощностью 10 млн. т в год. В Бразилии в настоящее время ведутся работы на ряде НПЗ по наращиванию мощностей вторичных процессов с таким расчетом, чтобы обеспечить качественную переработку тяжелых сернистых нефтей, добываемых в стране.

7.2. Переработка газа

На 01.01.2009г. во всем мире в эксплуатации находилось 1879 газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) общей производительностью по газу 2612,4 млрд. м³ в год, а загрузка их составляла 1608,2 млрд. м³ или 61,6% (табл. 13). Переработке подвергнуто 52,5% общего объема добытого газа.

Таблица 13

Мощности по переработке газа по отдельным регионам и странам мира
в 2000-2008гг.

Регионы и отдельные страны	Единицы измерения	Годы		2008г. к 2000г., %%
		2000	2008	
1	2	3	4	5
США				
Мощности по переработке	млрд. м ³	745,1	747,8	0,4
Загрузка ГПЗ	млрд. м ³	519,4	474,4	-8,7
Выработка жидких продуктов	млн. т	59,1	56,5	-4,4
Канада				
Мощности по переработке	млрд. м ³	486,1	548,0	12,7
Загрузка ГПЗ	млрд. м ³	227,0	302,2	33,1
Выработка жидких продуктов	млн. т	23,1	24,3	4,7
Западная Европа				
Мощности по переработке	млрд. м ³	208,6	253,2	21,4
Загрузка ГПЗ	млрд. м ³	107,6	98,2	-8,7
Выработка жидких продуктов	млн. т	3,8	7,2	89,5
Страны СНГ				
Мощности по переработке	млрд. м ³	21,7	28,9	33,2
Загрузка ГПЗ	млрд. м ³	9,9	14,7	48,5
Выработка жидких продуктов	млн. т	6,9	7,6	10,1
В том числе Россия				
Мощности по переработке	млрд. м ³	14,5	14,5	0,0
Загрузка ГПЗ	млрд. м ³	9,0	9,6	6,7
Выработка жидких продуктов	млн. т	6,0	6,8	13,3
Латинская Америка				
Мощности по переработке	млрд. м ³	180,1	190,7	5,9
Загрузка ГПЗ	млрд. м ³	146,9	127,6	-13,1

Выработка жидких продуктов	млн. т	22,7	25,4	11,9
Ближний Восток				
Мощности по переработке	млрд. м ³	295,7	405,9	37,3
Загрузка ГПЗ	млрд. м ³	193,7	282,4	45,8
Выработка жидких продуктов	млн. т	42,2	64,3	52,4
Африка				
Мощности по переработке	млрд. м ³	131,4	179,9	36,9
Загрузка ГПЗ	млрд. м ³	84,5	99,7	18,0
Выработка жидких продуктов	млн. т	9,9	12,4	25,3
Страны АТР				
Мощности по переработке	млрд. м ³	229,7	258,0	12,3
Загрузка ГПЗ	млрд. м ³	174,2	209,1	20,0
Выработка жидких продуктов	млн. т	16,6	19,1	15,1
Мир в целом				
Мощности по переработке	млрд. м ³	2298,5	2612,4	13,7
Загрузка ГПЗ	млрд. м ³	1462,7	1608,2	9,9
Выработка жидких продуктов	млн. т	184,2	216,9	17,8

Источник: Warren R. True. Global processing capacity trails advances in production. Oil and Gas Journal. June 22, 2009.

Значительный избыток мощностей по переработке газа в объеме 1004,2 млрд. м³ в год связан с тем, что газоперерабатывающие мощности создаются на переработку максимального объема добычи газа данного региона или месторождения. По мере падения добычи газа в данном регионе не всегда возможно осуществить загрузку заводов из месторождений других регионов, что создает избыток мощностей по данному региону и в целом по стране.

В странах Северной Америки сосредоточено 1252 ГПЗ или 66,6% от их общего количества в мире. В том числе 967 – в Канаде и 577 в США. В странах Ближнего Востока в эксплуатации находится 63 ГПЗ, в том числе в Иране – 22, в России - 24.

На этих заводах в 2008г. выработано 216,9 млн. т жидких продуктов. По объему выработки жидких продуктов газопереработки первое место в мире занимают страны Ближнего Востока. В 2008г. на ГПЗ стран этого региона выработано 64,3 млн. т жидких продуктов. В США и Канаде за тот же год выработано соответственно 56,5 и 24,3 млн. т, в странах Латинской Америки – 25,4 млн. т, в странах АТР – 19,1 млн. т. В перспективе именно в выше перечисленных регионах и странах будут вводиться основные мощности по переработке газа и наращиваться производство жидких продуктов газопереработки. В России производство жидких продуктов газопереработки в 2008г. составило всего 6,8 млн. т.

Жидкие продукты переработки газа, состоящие из этана пропана, бутанов и пентанов, являются ценнейшим сырьем для нефте-газохимической промышленности при производстве полимерных материалов (полиэтилена, полипропилена, каучуков, пластмасс и т. д.).

Две крупнейшие страны по объему переработки газа США и Канада вплоть до 2005г. превышали объем переработки газа в остальных странах мира. В последующие годы объем переработки газа в остальных странах мира стал постепенно превышать этот показатель и к 2008г. разрыв уже составил 55 млрд. м³. В прогнозный период можно ожидать дальнейший рост этого разрыва примерно до 600 млрд. м³.

В странах ОЭСР Северной Америки в среднесрочной перспективе до 2020г. намечается строительство новых ГПЗ и наращивание мощностей в существующих ГПЗ на объем переработки газа примерно 29,5 млрд. м³ в год. На месторождении Teeker в бассейне Piceance (штат Колорадо) компания Enterprise Product ведет работы по наращиванию мощности по переработке газа до 15,5 млрд. м³ в год в существующем ГПЗ мощностью 7,75 млрд. м³ в год. Одновременно эта компания в сотрудничестве с другими крупными компаниями ведет работы по наращиванию мощности ГПЗ в Южном Техасе с доведением его мощности до 11,4 млрд. м³ в год по газу и по жидким продуктам до 1,88 млн. т в год. В США кроме строительства крупных ГПЗ ведется строительство более 10 небольших ГПЗ мощностью от 0,3 до 2,0 млрд. м³ в год и в более половины из них используется криогенная технология для обеспечения глубокой переработки газа.

В Канаде началось строительство ГПЗ Cabin в 60 км северо-восточнее Форта Нельсон (Британская Колумбия), который будет перерабатывать всевозрастающие объемы газа, добываемого из сланцев, в бассейне Horn River.

В Мексике компания Pemex начала строительство ГПЗ в штате Veracruz для переработки нефтяного газа месторождений в бассейне Chicontepes с доведением его мощности к 2016г. до 10,3 млрд. м³ в год.

В Австралии совместная компания Chevron Australia-Gorgon заявила о своих планах строительства ГПЗ мощностью 2,9 млрд. м³ в год на острове Barrow. В марте 2009г. базирующаяся в Хьюстоне корпорация Apache заключила контракт на сумму \$45 млн. (австр.) с инженерной компанией Clough Ltd. на проектирование ГПЗ мощностью 2,0 млрд. м³ в год на месторождении Devil Creek в Западной Австралии.

В странах Ближнего Востока компания Saudi Aramco (Саудовская Аравия) располагает несколькими многомиллиардными контрактами для наращивания объемов переработки газа в стране. В ежегодном отчете компании, опубликованном в апреле 2009г., заявлено, что в результате осуществления этих проектов мощности по переработке газа, включая нефтяной газ, возрастут с 96,1 до 129,0 млрд. м³ в год.

ГПЗ в Khursaniyah мощностью 10,3 млрд. м³ в год для переработки нефтяного газа принят в эксплуатацию в октябре 2009г. Мощности завода позволяют вырабатывать до 5,8 млрд. м³ в год отбензиненного газа и до 8,7 млн. т жидких продуктов (C₂₊).

После наращивания мощностей на ГПЗ в Hawiyah появляется возможность дополнительно перерабатывать еще 8,27 млрд. м³ газа в год. Наряду с этим на этом заводе в первом полугодии 2009г. дополнительно сданы в эксплуатацию две новые установки по фракционированию сжиженных газов для выработки 8,1 млн. т фракций C₂₊ и 8,1 млн. т C₃₊ и общая мощность завода по фракционированию составит 22,4 млн. т.

На ГПЗ в Yanbu также завершены работы по наращиванию мощностей по фракционированию сжиженных газов с 11,6 до 17,4 млн. т в год в связи с

дополнительными потребностями этана для нефтехимических комплексов в Yanbu и Raligh.

В январе 2009г. компания Saudi Aramco подписала контракт с Bonatti Group на строительство завода по переработке хвостовых газов на ГПЗ Uthmaniyah и Shedgum. В настоящее время эти газы сжигаются в факелах. Срок окончания строительства завода – октябрь 2010г.

В проекте разработки нефтяного месторождения Manifa на шельфе Персидского залива предусмотрено строительство ГПЗ мощностью 10,337 млрд. м³ стоимостью \$9,0 млрд. для переработки нефтяных газов также из месторождений на шельфе Arabiyah и Hasbah, расположенных вблизи месторождения Manifa.

Необходимо отметить, что Саудовская Аравия среди нефтегазодобывающих стран Ближнего Востока и остальных стран мира далеко продвинулась по обеспечению наиболее полной и глубокой переработки природного и попутного нефтяного газов. В этой стране, как в США и Канаде, мощности ГПЗ значительно превышают объемы добычи природного и попутного нефтяного газа. Сжиженные нефтяные газы, выработанные на ГПЗ, дальнейшем поступают на нефтехимические заводы для выработки нефтехимической продукции с высокой добавленной стоимостью.

В апреле 2009г. управляющий директор компании Oil Industries Engineering and Construction (Иран) заявил, что ГПЗ на острове Siri на юге Ирана будет принят в эксплуатацию в марте 2010г. Завод будет вырабатывать пропана – 307,0 тыс. т в год, бутанов – 120,0 тыс. т в год, пентанов – 11,3 тыс. т в год и конденсата – 39,1 тыс. т в год.

Для разработки газового месторождения Shah, содержащего сероводород, в Абу Даби компании National Oil Co и ConocoPhillips намечают строительство ГПЗ мощностью 5,89 млрд. м³ в год.

В Африке на ближайшую перспективу намечается строительство нескольких небольших по мощности ГПЗ. В мае 2009г. Национальная нефтяная компания Ганы объявила тендер на строительство ГПЗ стоимостью порядка \$1 млрд. для переработки нефтяного газа месторождения Jubilee. Первоначальная мощность завода планируется 1,55 млрд. м³ в год с последующим доведением через три года до 6,2 млрд. м³ в год.

В Египте компания Dana Gas в начале 2009г. начала добычу газа на двух газоконденсатных месторождениях Al Basant и El Wastani, расположенных в устье Нила. Для этих двух месторождений построен ГПЗ мощностью по переработке газа в 1,653 млрд. м³ в год, включая выработку сжиженных продуктов в 234,6 тыс. т в год.

Несмотря на то, что по добыче газа Россия занимает первое место в мире, за последнее десятилетие в стране не получили какого-либо развития, как наращивание мощностей по его переработке, так и увеличение производства сжиженных газов, включая C₂₊.

Общее количество ГПЗ в стране за последние десятилетия не претерпело каких-либо изменений. В период экономических реформ не был построен ни один ГПЗ. Из 24 ГПЗ, построенных в дореформенный период, в ведении Газпрома находится 6 и 18 в составе нефтяных компаний. при меньших объемах добычи газа в США и Канаде количество ГПЗ и газобензиновых установок на 01.01.2008г. у них составляло 577 и 967. Еще хуже положение в России с объемами переработки газа. В 2008г. при добыче 607,1 млрд. м³ газа на ГПЗ переработано 9,6 млрд. м³ или около 1,6%. В США при добыче в том же году 582,2 млрд. м³

переработано 474,4 млрд. м³, т.е. 81,5%. Небольшие объемы переработки газа в России крайне негативно сказываются на объемах выработки сжиженных газов газопереработки. Уровень выработки сжиженных газов в США в течение многих лет находится на уровне 56,0-57,0 млн. т, в 2008г. – 56,5 млн. т. По данным журнала Oil and Gas Journal выработка сжиженных газов в России в 2008г. составила всего 6,8 млн. т, или в 8,3 меньше чем в США.

Еще большее отставание от США имеет место в выработке этана, бутанов+, являющихся ценнейшим сырьем для нефтехимической промышленности. Выработка этана в России более чем в 18,6 раза меньше, чем в США, бутанов – в 5,0 раз. Небольшие объемы выработки сжиженных углеводородных газов оказывают крайне негативное влияние на развитие высокоэффективной нефте-газохимической промышленности в стране.

В результате непродуманного реформирования нашей экономики наибольший урон нанесен именно нефте-газохимической отрасли, которая относится к высокотехнологичной отрасли ТЭК. Некогда крупное централизованное и четко функционировавшее нефтехимическое производство России оказалось не готовым к проведению экономических реформ и не смогло и по настоящее время приспособиться к жестким условиям рынка.

Вместо производства готовой нефтехимической продукции с высокой добавленной стоимостью, рассчитанной на внутренне потребление и для поставки на экспорт, за рубеж экспортируется нефтехимическое сырье (сжиженные газы, широкая фракция легких углеводородов).

В «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2030г.» подробно рассмотрены проблемы наращивания экспорта нефти и газа, но не уделено должного внимания развитию перерабатывающих отраслей ТЭК. Этим важнейшим отраслям экономики посвящено несколько ничего не обязывающих предложений, как необходимость развития нефте-газоперерабатывающей и нефте-газохимической промышленности и только на третьем этапе, т.е. с 2020 по 2030гг. получит широкое развитие высокотехнологичная газохимия и производство СЖТ на основе газа.

Если со стороны государства не будут предприняты меры по ускоренному наращиванию перерабатывающих отраслей ТЭК и развитию высокотехнологичной нефте-газохимической промышленности, можно ожидать дальнейшее усиление сырьевой направленности экспорта, наносящего огромный вред экономике страны.

8. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

В данном разделе приведены прогнозные оценки развития электроэнергетики мира и отдельных его регионов на перспективу до 2030 года.

Отдельно проанализирована перспективная динамика электропотребления в промышленно развитых странах, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), в развивающихся и постсоциалистических странах, а также в некоторых ведущих странах этих групп.

Основные положения и выводы сделаны на основе критического анализа последних прогнозов развития энергетики мира и отдельных его регионов, подготовленных Администрацией по информации Министерства энергетики США, Международным энергетическим агентством (МЭА), а также ИМЭМО РАН.

Анализ перспектив развития российской электроэнергетики выполнен с использованием данных работы “Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.” (ЭС–2030), подготовленной под эгидой Министерства энергетики Российской Федерации, проект которой был одобрен Правительством РФ 27 августа 2009 года.

8.1. Основные направления развития электроэнергетики в мире на период до 2030 года

Энергия является основой обеспечения необходимых условий существования, жизнедеятельности и развития человечества, уровня его материального и экономического благополучия, а также определяет взаимоотношения общества с окружающей средой.

Важнейшими факторами, влияющими на объемы энергопотребления являются темпы экономического роста, численность населения, динамика мировых цен на энергоносители (нефть, газ, уголь), а также эффективность энергосберегающей политики. Кроме того, на объемы и структуру энергопотребления большое внимание оказывают структурные изменения в экономике и промышленности (увеличение удельного веса малоэнергоёмких производств, расширение использования информационных технологий и др.), а также в целом динамика энергоёмкости и электроёмкости валового внутреннего продукта (ВВП).

Самым удобным в пользовании и экологически чистым источником энергии является электроэнергия. Она необходимая основа ускорения научно-технического прогресса в различных секторах экономики, дальнейшего развития наукоемких отраслей и информатизации общества. Именно поэтому на рассматриваемую перспективу до 2030 г. прогнозируется дальнейший рост масштабов и глубины электрификации мировой экономики (таблица 14).

Таблица 14

Прогноз производства электроэнергии (нетто) в мире
(млрд. кВт.ч.)

Страны, регионы	2006г.	2010г.	2020г.	2030г.	Среднегодовой темп прироста в 2007-2030гг.,%
Страны – члены ОЭСР*, всего	9936	10560	11940	13320	1,2
в т.ч.:					
США	4063	4217	4618	5150	1,0
Канада	601	628	737	830	1,4
Япония	1038	1063	1148	1190	0,6
Остальные страны, всего	8047	10026	14094	18560	3,5
в т.ч.:					
Китай	2773	3968	6080	8550	4,8
Индия	691	863	1276	1690	3,8
Бразилия	413	505	686	875	3,2
Мир в целом	17982	20584	26030	31780	2,4

*) ОЭСР – Организация экономического сотрудничества и развития

Источники:

1. “International Energy Outlook 2009”. (US, Wash., DOE/ EIA, May 2009).,
2. “World Energy Outlook”. (France, Paris, IEA, November 2008)

Как видно из таблицы 14, за период 2007-2030 гг. среднегодовой темп прироста производства электроэнергии в мире прогнозируется в 2,4 %. Для промышленно развитых стран (страны ОЭСР) этот показатель составит только 1,2%, а для остальных стран – 3,5% (или в 1,5 раза выше, чем для мира в целом).

В результате из почти 13800 кВт.ч. прироста производства электроэнергии в мире за этот период 10510 млрд. кВт. ч или 76 % придется на страны не члены ОЭСР. Выработка электроэнергии в этих странах увеличится до 18560 млрд. кВт.ч., что в 2,3 раза, чем в 2006 году. Соответственно доля этих стран в мировом производстве электроэнергии возрастет с 45% в 2006 г, до 58% в 2030 г. при одновременном снижении доли стран ОЭСР с 55% до 42%.

Особенно быстрый рост производства электроэнергии ожидается в Китае. При среднегодовом темпе прироста в 4,8 % (в 2,2 раза выше среднемирового) оно увеличится к 2030 г. почти втрое (до 8550 млрд. кВт.ч., а доля Китая в мировом электропроизводстве возрастет с 15,4 % в 2006 г. почти до 27% в 2030г.

В период 2010-2030 гг. ожидается рост потребления электроэнергии в мире опережающими темпами по отношению к потреблению первичных ресурсов (таблица 15). Более высокий коэффициент опережения прогнозируется в странах Африки (1,22 раза) и в Китае (1,25 раза). В странах ОЭСР в целом этот коэффициент составит 1,09, (в том числе в США, Канаде и Японии – 1,06–1,07 раза).

Таблица 15

Прогнозная оценка коэффициента опережения потребления электроэнергии (нетто) в мире по отношению к потреблению первичных энергоресурсов в 2010–2030 гг.

Регионы, страны	Общий темп роста потребления ПЭР, %	Общий темп роста потребления электроэнергии, %	Коэффициент опережения, число раз
Страны ОЭСР, всего	115	125	1,09
в т.ч.:			
США	114	122	1,07
Канада	125	132	1,06
Япония	105	112	1,06
Остальные страны, всего, в т.ч.:	151	185	1,23
Страны Азии, всего	172	211	1,23
в т.ч.:			
Китай	172	215	1,25
Индия	169	195	1,16
Страны Латинской Америки, всего	133	148	1,11
в т.ч.:			
Бразилия	158	173	1,10
Страны Африки, всего	135	164	1,22
Мир в целом	144	154	1,07

Источники для расчета таблицы: те же, что и к таблице 14.

В 2030г. душевое потребление электроэнергии (нетто) в странах ОЭСР составит 10,1 тыс. кВт.ч./чел. и превысит среднемировой уровень (3,7 тыс. кВт.ч./чел.) в 2,7 раза. Для остальных стран в целом этот показатель (2,6 тыс. кВт.ч./чел) будет в 1,4 раза меньше среднемирового (таблица 16).

Таблица 16

Динамика и прогноз душевого потребления электроэнергии (нетто) в мире
(тыс. кВт.ч./чел.)

Регионы и страны	2006г.	2010 г.	2020г.	2030г.	Общий темп роста в 2006-2030 гг., %
Страны ОЭСР, всего в т.ч.:	8,5	8,8	9,5	10,1	119
США	13,5	13,6	13,6	13,7	102
Канада	18,2	18,5	19,9	21,3	117
Япония	8,1	8,3	9,3	10,1	125
Остальные страны, всего в т.ч.:	1,5	1,8	2,2	2,6	173
Китай	2,1	2,9	4,3	5,9	281
Индия	0,6	0,7	0,9	1,1	183
Бразилия	2,2	2,5	3,1	3,8	168
Мир в целом	2,7	3,0	3,4	3,8	141

Источники для расчета таблицы: те же, что и к таблице 14

Наиболее высокий уровень душевого электропотребления прогнозируется в США (13,7 тыс. кВт.ч./чел.) и Канаде (21,3 тыс. кВт.ч./чел.).

Электроэнергетика является одним из основных потребителей первичных энергоресурсов в мире (таблица 17). В 2006 г. на выработку электроэнергии было израсходовано 39% всех использованных в мире ПЭР (в том числе: угля - 62%, газа – 32%, нефти – 6%). Согласно прогнозам доля расхода ПЭР на выработку электроэнергии в мировом их потреблении в 2030 г. достигнет 44% (в том числе: угля – 66%, газа – 35%, нефти – 4 %).

Как видим, в 2030 г. удельный вес электроэнергетики в мировом потреблении ПЭР возрастёт в основном за счёт роста использования угля.

Таблица 17

Прогноз объемов и темпов роста потребления первичных энергоресурсов для производства электроэнергии в мире

Регионы, энергоресурсы	Потребление ПЭР, млн. т.у.т.			Общий темп роста (снижения) за период 2011-2030 гг., %
	2006 г.	2010 г.	2030 г.	
Страны ОЭСР, всего	3466	3673	4472	121,8
Нефть	137	112	101	90,2
Природный газ	572	641	839	130,9
Уголь	1339	1368	1498	109,5
Атомная энергия	846	864	972	112,5
Возобновляемые энергоресурсы *)	572	688	1062	154,4
В том числе США, всего	1429	1468	1725	117,5
Нефть	43	18	18	100,0
Природный газ	216	230	256	111,3
Уголь	745	756	875	115,7
Атомная энергия	295	302	342	113,3
Возобновляемые энергоресурсы *)	130	162	234	144,4
Остальные страны, всего	3192	3848	6335	164,6
Нефть	227	248	234	94,4
Природный газ	663	756	1173	155,2
Уголь	1509	1840	3031	164,7
Атомная энергия	155	180	475	263,9
Возобновляемые энергоресурсы *)	638	824	1422	172,6
В том числе Китай, всего	1105	1487	2823	189,8
Нефть	18	18	18	100,0
Природный газ	14	22	54	245,5
Уголь	896	1170	2063	176,3
Атомная энергия	22	25	158	632,0
Возобновляемые энергоресурсы *)	155	252	530	210,3
Мир в целом	6658	7521	10807	143,7
Нефть	364	360	335	93,1
Природный газ	1235	1397	2012	144,0
Уголь	2848	3208	4529	141,2
Атомная энергия	1001	1044	1447	138,6
Возобновляемые энергоресурсы *)	1210	1512	2484	164,3

*) Включают гидроэнергию и нетрадиционные возобновляемые энергоресурсы (энергия ветра и солнца, геотермальная энергия, биомасса и др.)

Источник: "International Energy Outlook 2009". (US. Wash., DOE/EIA, May 2009)

Прогнозируется, что потребление первичных энергоресурсов в мире для производства электроэнергии к 2030 г. возрастет по сравнению с 2010 г. на 44 % и достигнет 10,8 млрд. т.у.т. (таблица 17). В не странах ОЭСР оно увеличится на

65% (до 6,3 млрд. т.у.т.), а в странах ОЭСР всего лишь на 22% (до 4,5 млрд. т.у.т.).

Удельный вес не стран ОЭСР в потреблении ПЭР для производства электроэнергии в мировом их потреблении на эти цели возрастет с 51,2% в 2010 г. до 58,6% в 2030 г., а в странах ОЭСР снизится, соответственно, с 48,8% до 41,4%.

Потребление природного газа для производства электроэнергии в мире увеличится к 2030 г. по сравнению с 2010 г на 44% (до 2,0 млрд. т.у.т.), в странах ОЭСР – на 31%, а в остальных странах, в целом – на 55%.

По сравнению с 2010 г. использование угля для производства электроэнергии в мире к 2030 г. увеличится на 41% (до 4,5 млрд. т.у.т.) в основном за счет стран, не членов ОЭСР. При этом доля последних в мировом потреблении угля для этих целей возрастет с 57 до 67%, а объем его потребления в этих странах достигнет 3 млрд. т.у.т. В то же время доля стран ОЭСР снизится с 43 до 33%.

На перспективу до 2030 г. рост использования атомной энергии в мире для производства электроэнергии по сравнению с 2010 г. прогнозируется на 39% (до 1,4 млрд. т.у.т.). Причем, если в странах ОЭСР за счет вывода из эксплуатации отработавших свой срок атомных реакторов или в результате моратория на их дальнейшую эксплуатацию (например, в Швеции) ожидается рост использования атомной энергии всего лишь на 12,5% (на 108 млн. т.у.т.), то в остальных странах, в целом, наоборот, прогнозируется рост в 2,6 раза или на 295 млн. т.у.т. (табл. 17).

Прогнозируется, что установленная мощность АЭС в мире в целом возрастёт к 2030 г. до 509 ГВт (в 2010 г. – 381ГВт) или на 34%, в странах ОЭСР – до 341ГВт(в 2010г. – 314ГВт), в остальных странах – до 168 ГВт (в 2010 г. – 67 ГВт) или в 2,5 раза.

В целом развитие атомной энергетики в мире значительно замедлилось по сравнению с 70–80-ми годами прошлого столетия, а в странах ОЭСР практически полностью прекратилось.

Прогнозируемый рост мировой атомной энергетики будет зависеть от скорости исчерпания традиционных видов углеводородных энергоресурсов и решения проблемы значительного повышения безопасности работы энергетических ядерных реакторов.

Использование в мире возобновляемых источников энергии для производства электроэнергии может возрасти к 2030 г. по сравнению с 2010 г. на 49% и составить 2,5 млрд. т.у.т., основная доля которых придется на гидроэнергию.

В структуре мирового потребления первичных энергоресурсов для производства электроэнергии в 2011-2030 г.г. прогнозируется сохранение доли природного газа на уровне 18,6%. Доля угля уменьшится с 42,6% до 41,9%, атомной энергии с 13,9% до 13,4%. Существенно снизится удельный вес нефти (с 4,8% до 3,1%), а источников возобновляемых энергоресурсов – наоборот возрастёт (с 20,1% до 23%) (таблица .18).

Таблица 18

Динамика структуры потребления первичных энергоресурсов для производства электроэнергии в мире на период до 2030 г., %

Регионы, энергоресурсы	2006 г.	2010 г.	2030 г.
Страны ОЭСР, всего	100	100	100
Нефть	4,0	3,1	2,3
Природный газ	16,5	17,5	18,8
Уголь	38,6	37,2	33,5
Атомная энергия	24,4	23,5	21,7
Возобновляемые энергоресурсы	16,5	18,7	23,7
В том числе США, всего	100	100	100
Нефть	3,0	1,2	1,1
Природный газ	15,1	15,7	14,8
Уголь	52,1	51,5	50,7
Атомная энергия	20,7	20,6	19,8
Возобновляемые энергоресурсы	9,1	11,0	13,6
Остальные страны, всего	100	100	100
Нефть	7,1	6,4	3,7
Природный газ	20,8	19,7	18,5
Уголь	47,3	47,8	47,8
Атомная энергия	4,8	4,7	7,5
Возобновляемые энергоресурсы	20,0	21,4	22,5
В том числе, Китай	100	100	100
Нефть	1,6	1,2	0,6
Природный газ	1,3	1,5	1,9
Уголь	81,1	78,7	73,1
Атомная энергия	2,0	1,7	5,6
Возобновляемые энергоресурсы	14,0	16,9	18,8
Мир в целом	100	100	100
Нефть	5,5	4,8	3,1
Природный газ	18,5	18,6	18,6
Уголь	42,8	42,6	41,9
Атомная энергия	15,0	13,9	13,4
Возобновляемые энергоресурсы	18,2	20,1	23,0

Источник: тот же, что и к таблице 14.

В целом мировая электроэнергетика на перспективу до 2030 года будет развиваться темпами соизмеримыми с темпами роста мировой экономики и численности населения. При этом среднегодовой темп прироста конечного потребления электроэнергии в 2007–2030 гг. в странах не членах ОЭСР в целом (3,5%) прогнозируется почти в 3 раза выше, чем в странах ОЭСР (1,2%).

Электроэнергетика будет в основном базироваться на традиционных первичных энергоресурсах: уголь, газ, нефть, гидро- и атомная энергия. Начнется

расширение использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии, таких как ветровая, солнечная, геотермальная, биомасса и другие.

Главной особенностью электроэнергетики в XXI веке станет дальнейшее развитие электроэнергетических систем и их межстрановая интеграция. Усилятся процессы межсистемной интеграции электроэнергетических систем России и стран СНГ, стран Западной Европы, а также стран Северной Америки.

Сама электроэнергетика будет интегрироваться с основными потребителями электроэнергии, все более встраиваясь в единые технологические цепочки, сориентированные на производство конечного потребительского продукта. Начало этому процессу положено созданием смешанных вертикально интегрированных энергометаллургических компаний.

Расширяющаяся системная среда будет благоприятствовать прежде всего традиционным направлениям научно-технического прогресса (НТП), таким как рост единичной мощности энергетических объектов и пропускных способностей электрических сетей для удешевления генерации, передачи и распределения электроэнергии, расширение диапазона используемых в энергетике температур и давлений, повышение автоматизации и точности управления энергетическими процессами для обеспечения надежности и оптимизации работы энергетических систем.

Развитие энергетических систем будет активно стимулировать также новые, прорывные направления НТП, связанные с коренным совершенствованием технологий использования ядерной энергии, твердого топлива, нетрадиционных возобновляемых источников энергии с созданием качественно новой энергетики – сверхпроводящих электрических генераторов, накопителей и электропередач, водородной энергетики и топливных элементов, мембранных технологий переработки топлива и т.д.

С другой стороны, наряду с развитием системной энергетики, будут развиваться новые направления НТП, действующие в сторону индивидуализации (автономизации) энергоснабжения в производстве конечных потребительских продуктов и услуг.

Автономизации энергоснабжения потребителей способствует широкое распространение дизельных и газотурбинных установок средней и малой мощности, высокоинтенсивных теплогенераторов и других средств электро- и теплоснабжения отдельных домов и малых предприятий.

Тенденция к повышению автономности индивидуальных энергоустановок систематически усиливается и НТП идет именно в этом направлении. Во многих странах ведутся разработки топливных элементов для прямого преобразования химической энергии топлива (водорода и метана) в электроэнергию, а также разнообразных аккумуляторов электроэнергии, в том числе и с использованием сверхпроводимости. Уже созданы полностью автоматизированные компактные газотурбинные установки, работающие с использованием биомассы, полученной путем газификации отходов лесной промышленности и сельского хозяйства и способные обеспечивать электроэнергией отдельные дома, фермы и т.п., удовлетворяя при этом индивидуальные потребности в энергии в быту и бизнесе. Автономизация энергетики, как правило, обеспечивает более экономное использование энергии и безусловно является благом для окружающей среды, поскольку любой владелец энергоустановки будет стремиться к сведению ее нарушения до минимума.

8.2. Состояние и перспективы развития электроэнергетики России

8.2.1. Современное состояние и основные проблемы электроэнергетики России

Электроэнергетика является одной из основных отраслей экономики России. Она обеспечивает потребности в электроэнергии национального хозяйства и населения, ее экспорт в страны СНГ и дальнего зарубежья, а также более 45% суммарной потребности промышленности и коммунально-бытового сектора в тепловой энергии.

Основу производственного потенциала российской электроэнергетики, на долю которого приходится около 70% всего потенциала стран СНГ, в настоящее время составляют более 700 электростанций общей мощностью 225 ГВт и линии электропередачи разных классов напряжений протяженностью более 2,5 млн км. Около 90% этого потенциала сосредоточено в ЕЭС России, являющейся уникальным техническим комплексом, обеспечивающим электроснабжение потребителей на основной части обжитой территории страны.

В структуре генерирующих мощностей электростанций России преобладают тепловые электростанции, доля которых в установленной мощности составляет 68,4%, доля атомных электростанций - 10,7% и доля гидравлических станций составляет 20,9%. Порядка 80% генерирующих мощностей тепловых электростанций в Европейской части России (включая Урал) работают на газе и мазуте, в то же время в Восточной части России более 80% генерирующих мощностей ТЭС работают на угле (таблицы 19 и 20).

Таблица 19

Установленная мощность электростанций, производство электроэнергии и теплоэнергии

	1990 г.	2000 г.	2007 г.	2008 г.
Все электростанции				
Мощность, млн. кВт.	213,3	212,8	221,4	224,9
Производство электроэнергии, млрд. кВт.ч.	1082,0	878,0	1015,0	1037,0
в т.ч.:				
Тепловые				
Мощность, млн. кВт.	149,7	146,8	151,5	153,9
Производство электроэнергии, млрд.кВт.ч.	797,0	582,0	676,0	707,0
Гидроэлектростанции				
Мощность, млн. кВт.	43,4	44,3	46,1	47,2
Производство электроэнергии, млрд.кВт.ч.	167,0	165,0	179,0	167,0
Атомные				
Мощность, млн. кВт.	20,2	21,7	23,7	23,8
Производство электроэнергии, млрд.кВт.ч.	118,0	131,0	160,0	163,0
Теплоэнергия, млн.Гкал.	1690,0	1444,0	1434,0	1378,0

¹ Источники к табл.1,2 Промышленность России. Госкомстат, М.,2002, с.164. Промышленность России.Росстат,М.,2006, с.171, Российский статистический ежегодник. Росстат, М., 2007 ,с. 440,441. Россия в цифрах. Росстат, М., 2008, с. 229; Социально-экономическое положение России в 2008 г.», Росстат, стр. 69.; «Проект энергетической стратегии России на период до 2030 г.», Минэнерго РФ, 2008

Таблица 20

Структура установленной мощности электростанций и производства электроэнергии в России, в %

	1990 г.	2000 г.	2007 г.	2008 г.
Мощность всего	100,0	100,0	100,0	100,0
в т.ч.				
ТЭС	70,2	69,0	68,4	68,4
ГЭС	20,3	20,8	20,8	21,0
АЭС	9,5	10,2	10,8	10,6
Выработка электроэнергии, всего	100,0	100,0	100,0	100,0
в т.ч.				
ТЭС	73,7	66,3	66,6	68,2
ГЭС	15,4	18,8	17,6	16,1
АЭС	10,9	14,9	15,8	15,7

Рассчитано по данным таблицы 19.

В России на конец 2008 г. действовала 61 электростанция мощностью 1000 МВт и более, в том числе 39 тепловых, 14 гидравлических и 8 атомных. Мощность крупнейшей тепловой электростанции России – Сургутской ГРЭС-2 составляет 4800 МВт. Крупнейшие ГЭС России: Саяно-Шушенская – 6400 МВт, Красноярская – 6000 МВт, Братская – 4500 МВт. Крупнейшие АЭС: Ленинградская, Курская, Балаковская – по 4000 МВт, каждая.

На тепловых электростанциях отрасли широко используются крупные энергоблоки мощностью 150-1200 МВт. Общее количество энергоблоков в конце 2008 г. составляло 234 с суммарной мощностью свыше 65100 МВт, в том числе 36 энергоблоков мощностью 150 МВт, 77 энергоблоков мощностью 200 МВт, 77 энергоблоков мощностью 300 МВт, 7 энергоблоков мощностью 500 МВт, 15 энергоблоков 800 МВт, 1 энергоблок мощностью 1200 МВт и 21 энергоблока с теплофикационными турбинами мощностью 250 МВт.

Значительную долю тепловых электростанций составляют ТЭЦ. Доля мощности теплофикационных турбин составляет порядка 50% мощности тепловых электростанций.

В структуре топливоснабжения электростанций отрасли основную долю занимает газ, доля которого за последние годы возросла до 70%, доля угля снизилась до 26%, мазута – 1,7%.

Протяженность электрических сетей ОЭС России напряжением 110 кВ и выше на начало 2009 г. составила 449 тыс. км, в том числе 0,95 тыс. км - ВЛ 1150 кВ, 3 тыс. км – ВЛ 750 кВ, 39,2 тыс. км – ВЛ 500 кВ, 10,7 тыс. км – ВЛ 330 кВ и 96 тыс. км – ВЛ 220 кВ. Более 90% этого потенциала объединяет ЕЭС, охватывающая обжитую территорию страны от Европейской части до Дальнего Востока.

Установленная мощность трансформаторов разных классов напряжения на понижающих подстанциях ОЭС напряжением 110 кВ и выше на начало 2009 года составила 676,6 млн кВА.

В 2008 году электростанциями России было произведено 1037 млрд. кВт.ч. (на ТЭС – 707, ГЭС – 167 и АЭС – 163 млрд. кВт.ч.).

За годы после распада СССР произошло ухудшение экономических показателей работы отрасли. С 1991 г. более чем в 1,5 раза увеличились относительные потери электроэнергии в электрических сетях на ее транспорт. Более чем в 1,5 раза выросла удельная численность персонала в отрасли. Более чем в 2 раза снизилась эффективность использования капитальных вложений. Существенно сократились вводы новых и замещающих генерирующих мощностей. Ввод новых генерирующих мощностей на электростанциях России с 1992 года по 2008 г. составил 24 тыс. МВт, что составляет в среднем порядка 1400 МВт в год, что значительно (примерно в 5 раз) меньше вводов генерирующих мощностей, которые были в 60-80-х годах прошлого столетия.

Создание в 1992 году РАО «ЕЭС России» на базе электростанций и электросетей бывшего Минэнерго РФ не решило проблем российской электроэнергетики, основными из которых являются:

- лавинообразное нарастание процесса старения основного оборудования электростанций и электрических сетей. Доля устаревшего оборудования на электростанциях России составляет 40%. Износ основных фондов электросетевого хозяйства составляет в среднем свыше 40%, в том числе подстанционного оборудования – свыше 60%;
- нарастание дефицита генерирующих и сетевых мощностей в ряде регионов страны;
- снижение надёжности топливообеспечения электростанций;
- усложнение проблемы обеспечения надежности ЕЭС, ОЭС, региональных энергосистем в связи с коренным изменением структуры собственности в региональных энергосистемах, которые до реформирования электроэнергетики представляли собой вертикально-интегрированные компании;
- недостаточные объемы инвестиций в электроэнергетику и снижение эффективности использования инвестиционного капитала;
- крайне высокая зависимость электроэнергетики от природного газа;
- резкое сокращение научно-технического потенциала отрасли;
- существенное сокращение строительного потенциала отрасли;
- сокращение потенциала в отраслях отечественного энергомашиностроения и электромашиностроения, серьезное отставание в сфере разработок, освоения и внедрения новых технологий производства, транспорта и распределения электроэнергии.

Негативное действие вышеназванных факторов привело к снижению экономической эффективности электроэнергетики (повышение удельных расходов топлива на выработку электроэнергии и тепла на ТЭС, рост штатного коэффициента, замедление вводов новых мощностей), а также понижению уровня энергетической безопасности отдельных регионов страны (Северный Кавказ, Дальний Восток и др.) до критического.

Поэтому, в соответствии с постановлением Правительства РФ N 526 от 11 июля 2000 г. «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» была проведена реформа по развитию рыночных отношений в сфере производства и потребления электроэнергии с целью повышения надежности и эффективности электроснабжения страны, а также инвестиционной привлекательности отрасли.

Результатом реформы отрасли должно было стать создание рыночной среды в электроэнергетике путем разделения потенциально рыночных и монопольных сфер деятельности (генерации и передачи электроэнергии) на самостоятельные хозяйствующие субъекты.

В 2008 году был завершен первый этап процесса реформирования отрасли, в рамках которого была создана единая генерирующая компания, владеющая и управляющая атомными электростанциями (ОАО «Концерн Энергоатом»); ликвидировано ОАО РАО «ЕЭС России» и создана на его базе группа независимых компаний, включая 6 оптовых генерирующих компаний (ОГК), 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК), Федеральную сетевую компанию Единой энергетической системы (ОАО «ФСК ЕЭС»), гидрогенерирующую компанию (ОАО «РусГидро»), Системного оператора Единой энергетической системы (ОАО «СО ЕЭС»), ОАО «Холдинг МРСК» для управления распределительными электрическими сетями, ОАО «РАО Энергетические системы Востока» для управления электроэнергетикой Дальнего Востока, ОАО «Интер РАО ЕЭС» для осуществления экспорта-импорта электроэнергии, энергосбытовые компании, а также ряд научных, проектных, сервисных и ремонтных организаций.

Была сформирована коммерческая инфраструктура оптового рынка электроэнергии и мощности – учрежден коммерческий оператор оптового рынка ОАО «Администратор торговой системы» (ОАО «АТС») и создана саморегулируемая организация, объединяющая субъектов электроэнергетики и крупных потребителей электрической и тепловой энергии (НП «Совет рынка»).

Был запущен процесс развития конкуренции на оптовом рынке электроэнергии и мощности, предусматривающий постепенный отказ от государственного регулирования цен на электроэнергию и переход к свободному ценообразованию для всех потребителей, за исключением населения, в ценовых зонах оптового рынка электроэнергии и мощности (окончательно отказаться от государственного регулирования цен предполагается к 2011 г.).

Завершать реформу отрасли после ликвидации 01 июля 2008 года ОАО РАО «ЕЭС России» будет Министерство энергетики РФ и созданные при нём структуры.

В сферу деятельности Минэнерго входит контроль:

- за деятельностью организации коммерческой инфраструктуры оптового рынка электрической энергии и мощности в пределах своей компетенции;
- за системой оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Министерство осуществляет разработку программ перспективного развития электроэнергетики с учетом требований по обеспечению энергетической безопасности России и прогноза ее социально-экономического развития, а также формирование и обеспечение функционирования государственной системы долгосрочного прогнозирования спроса и предложения на оптовом и розничном рынках электрической энергии и мощности с целью обеспечения перспективных потребностей экономики в электрической и тепловой энергии.

8.2.2. Перспективы развития электроэнергетики России на период до 2030 года

На заседании Правительства Российской Федерации 27 августа 2009 г. был рассмотрен и одобрен проект энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭС-2030) разработанный под эгидой Минэнерго РФ. Доработанный проект ЭС-2030 с проектом плана мероприятий по её реализации поручено представить в Правительство РФ в установленном порядке.

Стратегические цели развития электроэнергетики России на период до 2030 года включают:

- обеспечение энергетической безопасности страны и регионов;
- удовлетворение потребностей экономики и населения страны в электрической энергии по доступным ценам, обеспечивающим окупаемость инвестиций в электроэнергетику;
- инвестиционно-инновационное обновление отрасли, направленное на обеспечение высокой энергетической, экономической и экологической эффективности производства, транспорта, распределения и использования электроэнергии.

В соответствии с ЭС-2030 для достижения стратегических целей развития электроэнергетики необходимо решение следующих основных задач:

- ликвидация дефицита генерирующих и сетевых мощностей;
- расширенное строительство и модернизация основных производственных фондов в электроэнергетике для обеспечения растущих в будущем потребностей экономики и общества в электроэнергии и тепле;
- опережающее развитие атомной, угольной и возобновляемой энергетики, направленное на снижение зависимости отрасли от природного газа;
- расширенное внедрение новых чистых и высокоэффективных технологий сжигания угля, парогазовых установок с высоким КПД, управляемых энергетических сетей нового поколения для повышения эффективности отрасли;
- развитие малой энергетики в зоне децентрализованного энергоснабжения за счет повышения эффективности использования местных энергоресурсов, развития электросетевого хозяйства, сокращения объемов потребления завозимых светлых нефтепродуктов;
- завершение процесса создания внутреннего либерализационного рынка электроэнергии в стране;
- дальнейшее развитие ЕЭС России, в том числе за счет присоединения и объединения изолированных энергосистем;
- создание эффективной системы управления функционированием и развитием ЕЭС и электроэнергетики страны в целом, обеспечивающей минимизацию затрат в новых условиях;
- обеспечение эффективной политики государства в электроэнергетике;

- разработка и реализация механизма сдерживания цен за счет технологического инновационного развития отрасли, снижения затрат на строительство генерирующих и сетевых мощностей, создания эффективной системы управления;
- снижение негативного воздействия электроэнергетики на окружающую среду на основе применения наилучших существующих и перспективных технологий.

Рассматриваемые в качестве исходных данные для разработки стратегии развития электроэнергетики базируются на принятом в проекте Энергетической стратегии России на период до 2030 г. сценарии инновационного развития экономики страны (базовый сценарий), который учитывает кризисные явления в экономике и снижение электропотребления в среднесрочный период.

В ЭС-2030 Для количественной определенности исследований при обосновании основных положений стратегии развития электроэнергетики рассматривались три варианта: вариант повышенного уровня электропотребления, соответствующий верхней границе рассматриваемого диапазона; вариант пониженного уровня электропотребления, соответствующий нижней границе рассматриваемого диапазона; усредненный вариант (базовый сценарий), количественно характеризующий удвоение внутреннего электропотребления в 2030 г. (Вариант 2000). Параметры этих вариантов приведены в таблице 21.

Таблица 21

Динамика внутреннего электропотребления, млрд кВт.ч.

Вариант	2005	2008	2010	2020	2030
Повышенного уровня электропотребления	941	1021	1010	1520	2165
Вариант 2000	941	1021	1000	1440	2000
Пониженного уровня электропотребления	941	1021	985	1315	1740

Источник: ЭС-2030 (проект).

Объёмы и структура производства электроэнергии на электростанциях России для усреднённого варианта на период до 2030 года показаны в таблицах 22 и 23.

Таблица 22

Производство электроэнергии, млрд. кВт.ч. (усредненный вариант)

Вид электростанций	2008 г.	2020 г.	2030 г.
АЭС	163	268	400
ГЭС и ВИЭ	167	233	380
ТЭС	705	969	1265
Всего	1037	1470	2045

Источник: ЭС-2030 (проект).

Таблица 23

Структура производства электроэнергии, % (усредненный вариант)

Вид электростанций	2008 г.	2020 г.	2030 г.
АЭС	15,7	18,2	19,6
ГЭС и ВИЭ	16,1	15,9	18,6
ТЭС	68,2	65,9	61,8
Всего	100,0	100,0	100,0

Источник: ЭС-2030 (проект).

К 2030 году ожидается увеличение удельного веса АЭС, ГЭС и ВИЭ в производстве электроэнергии и снижение доли ТЭС.

Объёмы и структура потребления ПЭР для производства электроэнергии показаны в таблице 24.

Таблица 24

Потребление первичных энергоресурсов электростанциями
(усредненный вариант)

Годы	2008 г.		2020 г.		2030 г.	
	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%	млн т.у.т.	%
Всего	414	100,0	493	100,0	651	100,0
в т.ч. АЭС	54	13,1	64	13,0	108	16,6
ГЭС и ВИЭ	56	13,5	59	12,0	103	15,8
газ	214	51,7	235	47,6	266	40,9
твердое топливо и прочее	85	20,5	128	26,0	167	25,6
мазут	5	1,2	7	1,4	7	1,1

Источник: ЭС-2030 (проект).

Общая потребность в органическом топливе в усредненном варианте составит в 2030 г. 440 млн т.у.т., в том числе природного газа – 266 млн т.у.т., твердого топлива – 167 млн т.у.т., мазута – 7 млн т.у.т.

Структура расходуемого топлива на ТЭС будет изменяться в сторону уменьшения доли природного газа с 70% в 2008 г. до 63-56% в 2030 г., увеличения доли угля с 26,2% в 2008 г. до 33-40% в 2030 г., причем соотношение между долями угля и газа будет определяться складывающейся конъюнктурой цен на природный газ и уголь и политикой государства в использовании различных видов топлив для электроэнергетики.

Для преодоления нарастающего дефицита мощностей, учитывая большую инерционность в развитии электроэнергетической отрасли, в ЭС-2030

предлагается ускоренное развитие электроэнергетического потенциала страны (таблица 25).

Таблица 25

Развитие генерирующих мощностей, ГВт, % (усредненный вариант)

Вид электростанций	2008 г.	2020 г.	2030 г.
АЭС	23,8 (10,6%)	39 (13%)	57 (13,9%)
ГЭС и ВИЭ	47,2 (21%)	71 (23,7%)	114 (27,8%)
ТЭС	153,9 (68,4%)	190 (63,3%)	239 (58,3%)
Всего	224,9	300	410

Источник: ЭС-2030 (проект).

В краткосрочной перспективе это должно быть осуществлено за счет широкого строительства высокоэффективных электростанций на базе ПГУ и ГТУ с малым сроком строительства, прежде всего сооружение этих установок на действующих электростанциях, в дефицитных регионах страны вблизи потребителей энергии с максимальным использованием потенциала энергетического машиностроения страны, ускоренного завершения строительства начатых объектов электроэнергетики, а также сетевого строительства, направленного на устранение «узких мест» в передаче электроэнергии из избыточных регионов страны в дефицитные. Такие электростанции и ликвидация «узких мест» в электрических связях быстрее позволят электроэнергетике адаптироваться к нуждам развивающейся экономики страны.

Опережающий рост новых генерирующих мощностей уже в начале рассматриваемого периода позволит начать проведение коренной реконструкции тепловых электростанций на базе ПГУ и ГТУ и довести средний коэффициент полезного действия электростанций на газе к 2030 г. не менее, чем до 50%, а на новых электростанциях - до 55-60%. Необходимо будет провести масштабную реконструкцию районных котельных, работающих на газе, за счет дополнительной установки ГТУ с котлами-утилизаторами.

Наряду с этим должно проводиться ускоренное строительство более капиталоемких электростанций – угольных и атомных.

Основными направлениями развития **теплоэнергетики** на период до 2030 года являются обеспечение технического перевооружения и реконструкции тепловых электростанций, а также ввод новых генерирующих мощностей с использованием новых эффективных технологий производства электроэнергии. Для тепловых электростанций на газе – это парогазовые установки комбинированного цикла. Для тепловых электростанций на угле – это установки со сверхкритическими параметрами пара, установки со сжиганием топлива в циркулирующем кипящем слое, угольные технологии комбинированного цикла с предварительной газификацией угля или его сжиганием в котлах кипящего слоя под давлением.

Для **атомных электростанций** – это реакторные установки типа ВВЭР повышенной безопасности большой, средней и малой мощности, реакторы на быстрых нейтронах большой мощности в замкнутом ядерном топливном цикле,

модульные газоохлаждающие реакторы для производства тепла промышленного потенциала.

Региональная структура генерирующих мощностей будет формироваться следующим образом.

В европейской части страны:

- АЭС с увеличением их доли в базовой части графика электрических нагрузок;
 - ТЭС с заменой газомазутных блоков на парогазовые и выводом из работы старого оборудования;
 - ГАЭС и ГТУ для покрытия пиковой части графика нагрузок.
- После 2020 года в электроснабжении Урала и Европейской части страны в меру экономической эффективности может принять участие мощность сибирских электростанций, работающих на углях КАТЭК, передаваемая по магистральным ЛЭП сверхвысоких напряжений.

В Сибири и на Дальнем Востоке:

- ГЭС (действующие и вновь сооружаемые) для покрытия всех зон графика нагрузок;
- ТЭС, работающие в основном на углях Кузнецкого и Канско-Ачинского угольных бассейнов;
- использование природного газа предусматривается лишь для ТЭЦ в крупных газифицированных городах и в районе крупных месторождений природного газа (например в Тюменской области).

Конкретное развитие тех или иных генерирующих источников будет определяться масштабом и структурой энергопотребления. Особенно в районах невысокой плотности нагрузки получит развитие малая энергетика, децентрализованное электроснабжение с активным использованием всех видов местных и вторичных энергоресурсов.

Нетрадиционная энергетика в России будет развиваться в виде ветровых установок, энергоустановок, использующих энергию солнца, энергоустановок, использующих энергию биомассы, биогаза, газа, выделяемого отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газа, образующегося на угольных разработках, геотермальной энергии и использования энергии приливов морей и океанов.

Производство тепла будет сосредоточено на теплоэлектроцентралях с уменьшением их роли в теплоснабжении за счет развития систем когенерации (ГТУ плюс котел-утилизатор) и автономных теплоснабжающих установок. К 2030 г. доля тепла, производимого на ТЭЦ в системе централизованного теплоснабжения, уменьшится на несколько процентов. Эту нишу займут ГТУ–ТЭЦ и автономные энергоустановки.

Развитие электрических сетей в стране в предстоящие 20 лет будет связано не только с усилением межсистемных связей ЕЭС России, но и с обеспечением надежности выдачи мощности электростанций и электроснабжения потребителей. Это потребует проведения значительного объема работ по реконструкции и техническому перевооружению сетевых объектов, а также нового сетевого строительства. В соответствии с ЭС-2030 суммарный ввод ЛЭП напряжением 330 кВ и выше в период до 2030 г. должен составить около 50 тыс. км. Основу системообразующих сетей ЕЭС России в период до 2030 г. по-прежнему будут составлять линии электропередачи 500-750 кВ.

Энергетическая стратегия предусматривает дальнейшее развитие Единой энергосистемы России в целях обеспечения параллельной работы всех

энергообъединений страны и повышения надежности энергодефицитных районов (Северный Кавказ, Дальний Восток и др.), а именно:

- усиление межсистемных связей транзита между объединенными энергосистемами (ОЭС) Северо-Запада, Центра, Урала, Средней Волги и Северного Кавказа;
- развитие электрической связи между ОЭС Сибири и ОЭС Востока, позволяющей обеспечить устойчивую параллельную работу всех энергозон страны и гарантировать надежное энергоснабжение районов Дальнего Востока, с вытеснением дальнепривозных углей из топливного баланса региона.
- воссоздание условий для параллельной работы энергосистем стран СНГ, связи с которыми были нарушены после распада СССР.

Для обеспечения надежного электроснабжения российских потребителей в перспективе потребуется разумное сочетание всех используемых средств: автономизации энергоснабжения, государственного регулирования деятельности естественных энергетических монополий, и, в первую очередь формирование эффективных рыночных отношений в энергетической сфере.

В целом для российской электроэнергетики на перспективу до 2030 г. свойственны те же тенденции, что и для мировой, а именно: сохранение состава используемых для производства электроэнергии первичных энергоресурсов при небольшом изменении их структуры, дальнейшее развитие Единой электроэнергетической системы страны и ее интеграция с энергосистемами стран СНГ и Западной Европы, усиление процессов автономизации энергоснабжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Потребление энергоресурсов в мире в целом происходит на фоне значительных различий между отдельными крупными группами стран и даже между отдельными ведущими странами каждой группы. Это, прежде всего, различия в развитии отраслей ТЭК в промышленно развитых странах ОЭСР и в развивающихся странах.

На основании анализа прогнозных показателей развития отраслей ТЭК различных групп стран можно сделать следующие выводы:

1. При общем росте потребления ПЭР в мире за 2010-2030гг. на 43,0% наиболее высокий рост ожидается в развивающихся странах – 51,0%, а в КНР более 73,0%. Потребление ПЭР в промышленно развитых странах за этот период вырастет на 15,0%, а в США – на 13,6%. К 2030г. суммарное потребление ПЭР в развивающихся странах превысит потребление ПЭР в промышленно развитых странах в 1,4 раза.

2. В России рост потребления ПЭР в 2010-2030гг. составит примерно 24,4%. Объемы потребления ПЭР по России к 2030г. приблизятся к уровню потребления ПЭР в 1990г. Доля потребления ПЭР в России от мирового упадет с 6,4% в 2010г. до 6,0% в 2030г. (в 1990г. – 11,3%).

3. В 2010-2030гг. в структуре потребления ПЭР в мире доминирующее положение сохранится за топливно-энергетическими ресурсами органического происхождения. При этом произойдет незначительное снижение их доли с 85,4% в 2010г. до 83,2% в 2030г. при некотором росте доли атомной энергии

за этот период с 5,7% до 5,9% и доли гидроэнергии и других возобновляемых источников энергии с 9,0% до 10,9%.

4. В общем объеме потребления ПЭР в мире в течение прогнозного периода лидирующее положение сохранится за нефтью, однако ее доля в структуре потребления ПЭР снизится с 34,4% в 2010г. до примерно 31,8% в 2030г. В отличие от нефти потребление газа в мире за прогнозный период сохранится на уровне 33,3%. В этот период произойдет незначительное увеличение доли угля с 27,7% в 2010г. до 28,1% в 2030г.

5. В России, в отличие от структуры потребления ПЭР в мире, лидирующее положение в прогнозный период сохранится за газом. Однако его доля в структуре потребления ПЭР снизится с 56,6% в 2010г. до 52,7% в 2030г. За этот период произойдет снижение доли нефти с 16,6% в 2010г. до 13,4% в 2030г. и доли угля соответственно с 15,4% до 13,1%. При снижении доли потребления органических видов топлива ожидается рост доли не топливных энергоресурсов, а именно: атомной энергии с 5,6% в 2010г. до 14,6% в 2030г., гидроэнергии и других возобновляемых источников энергии соответственно с 5,9% до 6,2%.

6. В нефте- и газоперерабатывающей промышленности России загрузка мощностей и качество выпускаемой продукции резко отстает от аналогичных показателей индустриально развитых стран и, особенно, США. Загрузка нефтеперерабатывающих заводов России находится на уровне 65-67%., в то время как в США до наступления экономического кризиса она достигала 95%. Глубина переработки нефти на НПЗ России находится на уровне 71,6% в то время как в США – около 90%. Фактически на НПЗ США достигнут выход бензина из одной тонны нефти от 450 до 500 литров, в то время как в России около 200 литров.

Еще хуже положение России в газоперерабатывающей промышленности. При добыче газа в России в 2008г. 601,7 млрд. м³ на ГПЗ переработано 9,6 млрд. м³ или только 1,6%. В США при объеме добычи газа в том же году 582,2 млрд. м³ переработано 474,4 млрд. м³, или 81,5%. Из-за нехватки мощностей по газопереработке в России в 2008г. выработано 6,8 млн. т сжиженных газов, а в США – 56,5 млн. т. В связи с отставанием перерабатывающих отраслей по объемам переработки и качеству вырабатываемой продукции перед Россией на ближайшую перспективу стоит задача наращивания мощностей вторичных процессов в нефтепереработке, повышения глубины переработки и улучшения качества нефтепродуктов. В газопереработке за счет строительства новых ГПЗ необходимо резко повысить объемы выработки жидких продуктов газопереработки и тем самым решить проблему обеспечения сырьем высокотехнологичной нефтегазохимической отрасли, выпускающей продукцию с высокой добавленной стоимостью. Только таким путем можно предотвратить дальнейшее усиление сырьевой направленности экспорта, что наносит огромный вред экономике страны.

7. Потребление электроэнергии в мире в целом и в отдельных его регионах на перспективу до 2030 года будет расти опережающими темпами по сравнению с потреблением ПЭР. Среднегодовой темп прироста конечного потребления электроэнергии странами, не членами ОЭСР (3,5%) ожидается в 2,9 раза выше, чем в странах ОЭСР (1,2%) и в 1,5 раза выше мирового (2,4%).

8. До 2030 года не произойдет существенных изменений в структуре использования ПЭР для производства электроэнергии. Электроэнергетика в

основном будет базироваться на традиционных энергоресурсах (уголь, газ, гидро- и атомная энергия), хотя и начнётся рост использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии (ветровая, солнечная, геотермальная энергия, биомасса и др.).

9. В XXI веке получат дальнейшее развитие электроэнергетические системы и их межстрановая интеграция (в том числе и на евразийском пространстве). Одновременно усилится тенденция к автономизации электроснабжения в производстве конечных потребительских продуктов и услуг, а также в жилом секторе за счёт широкого распространения автоматизированных компактных дизельных и газотурбинных установок малой мощности, высокоинтенсивных теплогенераторов и других средств электро- и теплоснабжения отдельных домов, малых предприятий и сельскохозяйственных ферм.

10. Для российской электроэнергетики на перспективу до 2030 года свойственны те же тенденции, что и для мировой, а именно:

- сохранение состава использования ПЭР для производства электроэнергии при некотором изменении их структуры (в основном за счёт снижения доли газа в топливном балансе ТЭС);
- дальнейшее развитие ЕЭС страны и её интеграция с энергосистемами стран СНГ и Западной Европы;
- ускорение процессов автономизации энергоснабжения.