



ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГИЯ: МИФ И РЕАЛЬНОСТЬ
NO. 5 | ДЕКАБРЬ 2005 | РУССКАЯ ВЕРСИЯ

Экономика ядерной энергетики

Публикация, посвященная ядерным проблемам No. 5

АВТОР: СТИВ ТОМАС

Содержание

Введение

Мировой рынок ядерных установок

Существующие модели реакторов

Основные показатели ядерной экономики

Недавние исследования стоимости атомной энергии и почему они различаются

Необходимость в государственных субсидиях и их объем

Заключение

Приложение 1. Дисконтирование, стоимость капитала и требуемая норма прибыли

Приложение 2. Технологии ядерных реакторов

Приложение 3. Разработчики ядерных реакторов

Приложение 4. Вывод из эксплуатации

Об авторе

Стивен Томас - старший научный сотрудник отдела международных исследований в области коммунальных услуг при Гринвичском Университете, Лондон, где он возглавляет исследования в области энергетики. Имеет степень бакалавра химии (Бристоль). Более 20 лет работает в качестве независимого исследователя в области энергетической политики. С 1979 по 2000 гг. являлся членом Программы по энергетической политике при SPRU, Университет г. Сассекс; в 2001 г. 10 месяцев провел в качестве приглашенного исследователя в Программе энергетического планирования при Федеральном Университете Рио-де-Жанейро. Является членом редакционных коллегий следующих изданий: «Энергетическая политика» (Energy Policy) (с 2000 г.), «Международный журнал о регулировании и управлении» (International Journal of Regulation and Governance) (с 2001 г.), «Энергия и окружающая среда» (Energy and Environment) (с 2002г.) и «Политика коммунальной сферы» (Utilities Policy) (с 2003 г.); а также основателем сети ученых североευропейских стран (REFORM group), занимающейся рассмотрением политических аспектов либерализации энергетических систем. Входил в состав группы, назначенной Европейским банком реконструкции и развития для проведения официального комплексного экономического исследования по проекту восстановления Чернобыльской атомной электростанции (1997 г.), а также международной экспертной группы, назначенной южноафриканским Департаментом минералов и энергетики для проведения исследований о технической и экономической эффективности ядерной установки нового типа: модульного реактора с шаровой засыпкой (PBMR) (2001-2002 гг.)

Публикация, посвященная ядерным проблемам, No. 5:

Экономика ядерной энергетики

Стив Томас

© Heinrich Böll Foundation 2005г.

Все права защищены



В соавторстве с

Данный доклад не обязательно отражает взгляды Heinrich Böll Foundation.

Публикация регионального представительства Heinrich Böll Foundation в Южной Африке, в сотрудничестве со штаб-квартирой Heinrich Böll Foundation.

Контакты:

Региональное представительство Фонда имени Генриха Бёлля в Южной Африке,

PO Box 2472; Saxonwold, 2132; South Africa..

Тел.: +27-11-447 8500. Факс: +27-11-447 4418. info@boell.org.za

Фонд имени Генриха Бёлля в Германии,

Heinrich Böll Stiftung, Hackesche Höfe, Rosenthaler Str. 40/41, D-10178 Berlin, Germany,

Tel: +49-30 285 340, Fax: +49-03 285 31 09, info@boell.de; www.boell.de

Фонд имени Генриха Бёлля - российское представительство,

Грузинский пер., 3-231, 123056 Москва

Тел.: +7-495 254 14 53; Факс: +7-495 9358014; info@boell.ru; www.boell.ru

Введение

Наличие сложной проблемы, связанной с необходимостью уменьшить выбросы в атмосферу парниковых газов, а это особенно касается электроэнергетического сектора, привело к возрождению интереса к строительству новых атомных электростанций. Предполагается, что новые АЭС сначала заменят ныне действующие реакторы, срок эксплуатации которых подходит к концу, затем обеспечат удовлетворение растущего спроса на электроэнергию, а в конечном итоге частично заменят электростанции, работающие на ископаемом топливе. В долгосрочном плане перспектива такова, что новое поколение атомных электростанций может использоваться для производства водорода, который, возможно, заменит использование углеводородов в дорожном транспорте.

Вероятно, общественность задается вопросом о том, действительно ли атомная энергия является дешевым источником электричества. За последние годы было проведено большое количество авторитетных исследований, которые демонстрируют экономику ядерной энергетики с выгодной стороны, и большинство предприятий очевидно намерено продолжать эксплуатацию имеющихся АЭС как можно дольше. Тем не менее, они определенно не выказывают желания строить новые электростанции без ценовых и рыночных гарантий и субсидий. Частично этот парадокс можно объяснить разницей между эксплуатационными расходами, которые можно назвать относительно низкими, и общими затратами, включая возврат средств на строительство АЭС, сумма которых гораздо выше. Таким образом, как только атомная установка построена, с экономической точки зрения имеет смысл эксплуатировать ее, даже если общие расходы на производство энергии с учетом стоимости строительства выше, чем аналогичные показатели для альтернативных энергопроизводящих технологий. Затраты на строительство реактора относятся к невозвратным издержкам, а максимальная себестоимость производства дополнительного киловатт-часа может быть невысокой. Однако разница между экономическими показателями существующих установок и прогнозируемыми характеристиками для будущих энергоблоков объясняется, в основном, детальным различием в исходных предположениях относительно эксплуатационных характеристик и расходов на эксплуатацию, но подтверждающих эти предположения расчетов пока не представлено.

Цель этой главы определить ключевые экономические параметры и пересмотреть предположения, выдвинутые в основных прогнозах, сделанных за последние пять лет, чтобы определить, как и почему эти прогнозы отличаются. Кроме того, в главе определяется, какие гарантии и субсидии правительству необходимо предоставлять ядерной индустрии для обеспечения ее существования.

1 Мировой рынок ядерных установок: существующие предложения и перспективы развития

В течение прошлого года получило широкую огласку явное оживление в сфере распределения заказов на строительство ядерных установок в мире, особенно в странах Тихоокеанского региона. Приведенный список заказов на строительство энергоблоков (см. Таблицу 2) показывает, что это оживление было несколько преувеличено. В октябре 2005 г. в мире насчитывалось 22 строящихся энергоблока с суммарной мощностью в 17 гигаватт, в то время как в работающем состоянии уже находилась 441 установка с общей мощностью в 368 гигаватт (см. Таблицу 1). На 16 из строящихся энергоблоков используются индийские, российские или китайские технологические модели, которые вряд ли могут быть построены на Западе. Строительство шести установок началось еще до 1990 г., и на данный момент есть сомнения относительно завершения этого строительства. Кроме того, строительство реакторов, начатое в 1996 г. на Тайване, должно было завершиться в 2004-м, но было прервано на шесть лет. На долю двух действующих в Европе компаний, Вестингхаус (Westinghouse) и группы Арева (Areva), выпал только один заказ - АЭС Олкилуото (Olkiluoto) на западе Финляндии, который достался Ареве.

Возможным источником большого количества заказов на новые реакторы часто называют Китай. Согласно прогнозам, к 2020 году Китай построит 30 новых энергоблоков. Однако за более чем 25 лет Китай заказал строительство всего 11 установок, причем три из них – маленькие, строительство которых снабжалось местными поставщиками. Наиболее вероятный выход для Китая, принимая во внимание необходимость аккуратно использовать свои ограниченные финансовые резервы, - это продолжать размещать на международном рынке небольшое количество ядерных заказов – гораздо меньшее, нежели заявляется китайским правительством или ядерной промышленностью – одновременно пытаясь увеличивать производительность за счет собственного атомного машиностроения.

В 1960-х Индия заказала энергоблоки у европейских поставщиков, однако проведенные в 1975 г. ядерные испытания с использованием материалов, выработанных на канадском исследовательском реакторе, привели к тому, что все контакты с западными поставщиками были прекращены. Индия продолжила строительство энергоблоков по канадским технологиям 1960-х. Реакторы такого типа признаны ненадежными; а реальный срок их строительства значительно превышает проектный, поэтому к срокам окончания строительства, приведенным в таблице 2, необходимо относиться с определенной долей скептицизма. В 1998 г. США прекратили сотрудничество с Индией в результате проведения дальнейших испытаний ядерного оружия; тем не менее, в 2005 году Индия и США вели переговоры по поводу сотрудничества в области технологий гражданской атомной энергетики. В том же году Канада возобновила продажу Индии ядерных материалов. Остается только ждать, приведет ли это к новым заказам у западных поставщиков.

Таблица 1. Ядерные мощности (на действующих и строящихся ядерных энергоблоках)

Страна	Работающие АЭС: мощность МВт (кол-во энергоблоков)	Строящиеся АЭС: мощность МВт (кол-во энергоблоков)	% атомной электроэнергии от общего объема (2004)	Тип реакторов	Поставщики
Аргентина	935 (2)	-	9	HWR	Siemens AECL
Армения	376 (1)	-	35	ВВЭР	Россия
Бельгия	5728 (7)	-	55	PWR	Framatome
Бразилия	1901 (2)	-	4	PWR	Westinghouse Siemens
Болгария	2722 (4)	-	38	ВВЭР	Россия
Канада	12599 (18)	-	12	HWR	AECL
Китай	6587 (9)	2000 (2)	?	PWR, HWR, ВВЭР	Framatome, AECL, Китай, Россия
Тайвань	4884 (6)	2600 (2)	?	PWR, BWR	GE, Framatome
Чешская Республика	3472 (6)	-	31	ВВЭР	Россия
Финляндия	2656 (4)	1600 (1)	27	ВВЭР, BWR, PWR	Россия, Asea, Westinghouse
Франция	63473 (59)	-	78	PWR	Framatome
Германия	20303 (17)	-	28	PWR, BWR	Siemens
Венгрия	1755 (4)	-	33	ВВЭР	Россия
Индия	2983 (15)	3638 (8)	3	HWR, FBR, ВВЭР	AECL, Индия, Россия
Иран	-	915 (1)	-	ВВЭР	Россия
Япония	47646 (55)	1933 (2)	25	BWR, PWR	Hitachi, Toshiba, Mitsubishi
Ю.Корея	16840 (20)	-	40	PWR, HWR	Westinghouse, AECL, Корея
Литва	1185 (1)	-	80	РБМК	Россия
Мексика	1310 (2)	-	5	BWR	GE
Голландия	452 (1)	-	4	PWR	Siemens
Пакистан	425 (2)	300 (1)	2	HWR, PWR	Канада, Китай
Румыния	655 (1)	655 (1)	9	HWR	AECL
Россия	21743 (31)	3775 (4)	17	ВВЭР, РБМК	Россия
Республика Словакия	2472 (6)	-	57	ВВЭР	Россия
Словения	676 (1)	-	40	PWR	Westinghouse
Ю.Африка	1842 (2)	-	6	PWR	Framatome
Испания	7584 (9)	-	24	PWR, BWR	Westinghouse, GE Siemens
Швеция	8844 (10)	-	50	PWR, BWR	Westinghouse, Asea
Швейцария	3220 (5)	-	40	PWR, BWR	Westinghouse, GE Siemens
Украина	13168 (15)	-	46	ВВЭР	Россия
Великобритания	11852 (23)	-	24	GCR, PWR	UK, Westinghouse
США	97587 (103)	-	20	PWR, BWR	Westinghouse, B&W, CE, GE
Всего в мире:	367875 (441)	19210 (22)	16		

Источник: Всемирная Ядерная Ассоциация (<http://www.world-nuclear.org/info/reactors.htm>)

Примечание:

1. В число строящихся АЭС не включены те, строительство на которых заморожено.

2. Используемые технологии:

PWR: Легководный ядерный реактор под давлением

BWR: Легководный кипящий ядерный реактор

HWR: Тяжеловодный реактор (включая Candu)

ВВЭР: Российская модель легководного ядерного реактора под давлением

РБМК: Российская модель реактора с использованием графита и воды

FBR: Реактор-размножитель на быстрых нейтронах

GCR: Газоохлаждаемый ядерный реактор

3. Данные по Канаде не включают два энергоблока с общей мощностью в 1561МВт, закрытые в 1990-х, но в отношении которых в октябре 2005 года было принято решение о возобновлении их работы.

Таблица 2. Строящиеся атомные электростанции во всем мире

Страна	Объект	Тип реактора	Разработчик	МВт	Начало строительства	Стадия строительства (%)	Ожидаемое начало эксплуатации
Китай	Tianwan 1	ВВЭР	Россия	1000	1999	70	2006
Китай	Tianwan 2	ВВЭР	Россия	1000	2000	100	2006
Тайвань	Lungmen 1	ABWR	GE	1300	1999	57	2009
Тайвань	Lungmen 2	ABWR	GE	1300	1999	57	2010
Финляндия	Olkiluoto 3	EPR	Areva	1600	2005	-	2009
Индия	Kaiga 3	Candu	Индия	202	2002	45	2007
Индия	Kaiga 4	Candu	Индия	202	2002	28	2007
Индия	Kudankulam 1	ВВЭР	Россия	917	2002	40	2008
Индия	Kudankulam 2	ВВЭР	Россия	917	2002	40	2008
Индия	Tarapur 3	Candu	Индия	490	2000	73	2007
Индия	PFBR	FBR	Индия	470	2005	0	?
Индия	Rajasthan 5	Candu	Индия	202	2002	34	2007
Индия	Rajasthan 6	Candu	Индия	202	2003	19	2007
Иран	Bushehr	ВВЭР	Россия	915	1975	75	2006
Япония	Tomari 3	PWR	Mitsubishi	866	2004	28	2009
Япония	Higashi Dori 1	BWR	Toshiba	1067	2000	95	2005
Пакистан	Chasnupp 2	PWR	Китай	300	2005	-	2011
Румыния	Cernavoda 2	Candu	АЕСЛ	655	1983	71	2007
Россия	Балаково 5	ВВЭР	Россия	950	1987	?	2010
Россия	Курск 5	РБМК	Россия	925	1985	70	?
Россия	Калинин 4	ВВЭР	Россия	950	1986	?	2010
Россия	Волгодонск 2	ВВЭР	Россия	950	1983	?	2008
ВСЕГО				17480			

Источник: База данных PRIS (<http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>), Nuclear News, Всемирный реестр атомных электростанций

Таблица 3. АЭС, строительство которых было остановлено

Страна	Объект	Технология	Разработчик	МВт	Начало строительства	Стадия строительства %
Аргентина	Atucha 2	Candu	АЕСЛ	692	1981	80
Бразилия	Angra 3	PWR	Siemens	1275	1976	30
С.Корея	Kedo 1	PWR	Ю.Корея	1000	1997	33
С.Корея	Kedo 2	PWR	Ю.Корея	1000	1997	33
Румыния	Cernavoda 3	Candu	АЕСЛ	655	1983	10
Румыния	Cernavoda 4	Candu	АЕСЛ	655	1983	8
Румыния	Cernavoda 5	Candu	АЕСЛ	655	1983	8
Словакия	Mochovce 3	ВВЭР	Россия	405	1983	50
Словакия	Mochovce 4	ВВЭР	Россия	405	1983	40
Украина	Хмельницкий 3	ВВЭР	Россия	950	1986	15
Украина	Хмельницкий 4	ВВЭР	Россия	950	1987	15
Всего				8642		

Источники: База данных PRIS (<http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>), Nuclear News, Всемирный реестр атомных электростанций

Таблица 4. Возможные заказы на ближайший год

Покупатель	Объект	Предложение	Потребность	Дата возможного заказа	Прогнозируемое завершение
Китай	Sanmen	Areva (EPR), Westinghouse (AP1000), Россия (ВВЭР-1000)	2x1000МВт	2005/06	?
Китай	Yangjiang	Areva (EPR), Westinghouse (AP1000), Россия (ВВЭР-1000)	2x1000МВт	2005/06	?
Франция	Flamanville 3	Areva (EPR)	1x1600МВт	2006	2012
Корея	Shin-Kori 1&2	Корея (KSNP)	2x1000МВт	2005	2010, 2012
Корея	Shin-Kori 3&4	Корея (APR-1400)	2x1400МВт	2006	2012, 2013
Япония	Tsuruga 3&4	Mitsubishi (APWR)	2x1500МВт	2006	2014

Источник: Различные публикации в прессе

Япония также постоянно прогнозирует масштабное увеличение своих ядерных мощностей, что не находит соответствия в реальных заказах. Японские компании производят установки по лицензиям, полученным у Westinghouse и GE. Процесс согласования и получения разрешения на строительство в Японии может занять до двадцати лет, но начавшись, строительство идет очень быстро (обычно 4 года) и не превышает сметы. Ряд аварий, произошедших на японских АЭС, показал, что с авариями обычно плохо справляются. Эти аварии вызвали среди населения рост обеспокоенности проблемами ядерной энергии, и теперь достаточно сложно найти место для строительства новых АЭС.

Что касается России, то здесь сложно получить достоверную информацию о текущем состоянии строящихся АЭС; возможно, строительство реакторов, перечисленных в данной работе, идет не столь интенсивно. Сильные опасения вызывает строительство 5-го блока на Курской АЭС, где используется та же технология, что и на Чернобыльской атомной станции.

В таблице 3 перечислены одиннадцать установок, строительство которых было начато, но до сих пор не закончено. Указанная степень завершенности строительства может быть ошибочной. Если указанная степень завершенности не превышает 33 процентов, значит в этом случае была подготовлена только строительная площадка, но строительства реактора начато не было.

В отношении заказов, предполагаемых на ближайшие год-два (см. Таблицу 4), Китай заявил, что планирует их разместить в 2005 г.; однако вполне вероятно, что эти временные рамки не будут выполнены. На установках для Кореи будет использоваться корейская технология (по лицензии BNFL/Westinghouse). Даты начала строительства несколько раз переносились; сейчас планируется начать строительство 1 и 2 блоков в 2006 г., 3 и 4 блоков – не раньше 2007 г.

Строительство реакторов АЭС Tsuruga – первые возможные заказы на модель усовершенствованного реактора с водой под давлением (APWR) – также было отложено на шесть лет от первоначального срока.

АЭС Flamanville (Франция) может быть построена не раньше, чем назначенная правительством независимая комиссия проведет опрос общественного мнения, результат которого, в свою очередь, появится, скорее всего, не раньше середины 2006 г.

1.1 Инициативы США

С целью поощрить появление новых ядерных заказов в рамках программы «Ядерная энергетика 2010», начатой в 2002 году, администрация Буша провела ряд согласованных мероприятий. Программа сконцентрирована на моделях реакторов поколения 3+ (см. ниже). В соответствии с этой программой, Министерство энергетики США рассчитывает начать совместные проекты с промышленностью:

«получить одобрение Комиссии по ядерному регулированию относительно трех мест для строительства новых атомных электростанций в рамках процедуры получения предварительного раз-

решения (ESP), разработать инструкции по подготовке заявки на получение комбинированной лицензии на строительство и эксплуатацию (COL) и решить общие регулирующие вопросы, касающиеся этой лицензии. Получение такой лицензии – это одноступенчатый процесс лицензирования, при помощи которого связанные с АЭС вопросы безопасности и здоровья населения решаются до начала строительства, после чего Комиссия по ядерному регулированию утверждает и выдает лицензию на строительство и эксплуатацию новой атомной электростанции».¹

Данный проект предусматривает субсидии на сумму более 450 млн. долларов; с целью воспользоваться этими субсидиями возникли две группы слившихся компаний. Консорциум Nustart, сформированный в 2004 г., состоит из восьми американских предприятий, включая Constellation Energy, Entergy, Duke Power, Exelon, Florida Power & Light, Progress Energy, Southern Company и Tennessee Valley Authority (компания TVA предоставляет персонал, а не наличные средства). Французская компания EDF и разработчики Westinghouse и GE также являются членами консорциума, однако не имеют права голоса. Nustart планирует построить реактор ESBWR (разработчик GE) на принадлежащей компании Entergy АЭС Grand-Gulf (штат Техас), а также реактор AP-1000 (разработчик Westinghouse) на АЭС Bellefonte, принадлежащей TVA (более детальную информацию по этим типам реакторов см. в разделе 3).

Другую группу возглавляет компания Dominion, которая добивается получения Лицензии на строительство и эксплуатацию модернизированной версии канадской модели CANDU - реактор ACR-700 – на территории АЭС North Anna (штат Вирджиния), где Dominion уже эксплуатирует два энергетических ядерных реактора. Однако в январе 2005 г. компания объявила, что модель ACR-700 будет заменена на ESBWR (разработчик GE) в силу того, что на территории США потребуется время для получения разрешения на строительство канадской модели Candu. Дело в том, что модель Candu пока не получила одобрение регулирующих органов США, и согласно прогнозам Комиссии по ядерному регулированию, на получение разрешения может уйти больше 60 месяцев, что гораздо дольше, чем для реакторов поколения 3+ - PWR или BWR.

Несколько отдельных предприятий также объявили о своем намерении изучить возможность обращения за лицензией на строительство и эксплуатацию с целью получения правительственных субсидий. В числе таких предприятий есть члены консорциума Nustart, действующие в данном случае независимо; к ним относятся TVA, Constellation, Entergy, Duke Power, Progress Energy и Southern Company, а также South Carolina Electric & Gas. TVA обратилось к Министерству энергетики США с просьбой оплатить половину стоимости (на данный момент она составляет 4 млн. долларов) техноэкономического обоснования для строительства усовершенствованного ядерного кипящего реактора (ABWR) на АЭС Bellefonte в Алабаме. В группу TVA входят компании Toshiba, GE, Bechtel, USEC и Global Nuclear Fuel-Americas. Согласно техноэкономическому обоснованию TVA, опубликованному в сентябре 2005 г., строительство компанией GE двух реакторов типа ABWR на АЭС Bellefonte может быть выполнено в течение сорока месяцев и обойдется в \$1610 за киловатт. В настоящее время данное предложение кажется менее приоритетным, нежели предложение компании Nustart, частично это объясняется тем, что, в случае осуществления проекта, в США будет всего два реактора типа ABWR, и, похоже, такие реакторы вытесняются реакторами типа ESBWR.

В сентябре 2005 г. компания Constellation Energy объявила о создании совместного предприятия с компаниями Areva Inc. и Bechtel Power с целью продажи реакторов типа EPR в США. Кроме этого, тогда же группа Entergy объявила о намерении подать заявку на получение лицензии на строительство и эксплуатацию для своей АЭС River Bend.

Несмотря на то, что и Nustart и Dominion намереваются продолжить процесс лицензирования и пройти всю процедуру получения разрешения, ни та, ни другая компания пока никому не поручили строительство новой установки и не разместили заказ на реактор. Остается неясным, на самом ли деле предприятия намерены приступить к строительству новых электростанций или же они намерены просто воспользоваться правительственными субсидиями в надежде на то, что в

¹ <http://www.ne.doe.gov/NucPwr2010/NucPwr2010.html>

дальнейшем появятся дополнительные субсидии на строительство, также гарантии, которые смогли бы обеспечить новым АЭС экономическую защищенность и независимость от рынка сбыта электроэнергии.

В мае 2005 г. Томас Каппс (Thomas Capps), генеральный директор компании Dominion, сказал в отношении проектов Nustart и Dominion:²

«...В ближайшее время мы не собираемся строить АЭС. Standard & Poor's и Moody's хватил бы сердечный удар [ссылка на рейтинговые агентства]. И моего коммерческого директора тоже...»

Это отражает реальность того, что решения относительно заказов на ядерные реакторы могут приниматься только при наличии скрытой поддержки со стороны финансовых институтов. Ни одна компания не разместит заказ, если это приведет к значительному увеличению ее заемных средств или к резкому падению стоимости ее акций.

² M. Wald, "Interest in Reactors Builds, But Industry Is Still Cautious", *New York Times*, April 30, 2005, p 19.

2 Существующие модели реакторов

Наиболее актуальными моделями реакторов, на которые в ближайшее десятилетие вероятнее всего появятся заказы, особенно на Западе, являются так называемые реакторы поколения 3 и 3+, также часто называемые усовершенствованными реакторами. Основное отличие между реакторами поколения 2 и 3 заключается в том, что реакторы поколения 3 имеют более высокий уровень «пассивных» средств безопасности, нежели инженерно-технических. Так, например, модели поколения 3 будут меньше зависеть от инженерно-технических систем аварийного охлаждения и больше полагаться на естественные процессы, например, конвекцию.

Разрабатывается большое количество моделей реакторов, но многие из них недостаточно усовершенствованы, не получили одобрение контролирующих органов и имеют ограниченные шансы на заказы. Ядерная индустрия не дает определения общих характеристик реакторов поколения 3, за исключением того, что все они разработаны в течение последних пятнадцати лет; но относит к числу основных общих признаков следующие:

- Стандартизированная конструкция для каждого типа с целью облегчить лицензирование, снизить капитальные издержки и сократить сроки строительства;
- Более простой и компактный дизайн, благодаря которому они должны быть легче в управлении и меньше подвержены эксплуатационным нарушениям;
- Более высокая работоспособность и больший срок эксплуатации – обычно шестьдесят лет;
- Пониженная вероятность аварий с расплавлением активной зоны;
- Минимальное воздействие на окружающую среду;
- Более глубокое выгорание ядерного топлива с целью снижения расхода топлива и количества отходов;
- Наличие поглощающих стержней с целью продления срока действия ядерного топлива.³

Эти характеристики очень неточные и четко не определяют, чем реакторы поколения 3 отличаются от других - кроме того, что за их основу был взят и подвергнут доработке дизайн реакторов PWR, BWR и Candu (см. Приложение 2, где перечислены типы реакторов, и Приложение 3, в котором представлен список основных компаний-разработчиков). Еще более неясным является различие между реакторами поколений 3 и 3+, по поводу которых Министерство энергетики США говорит только, что модели 3+ имеют преимущества в плане безопасности и экономических характеристик. До тех пор, пока не будет больше данных по реакторам поколений 3 и 3+, к любым цифрам относительно стоимости производства электроэнергии на подобных реакторах следует относиться с большой осторожностью.

2.1 Виды легководных ядерных реакторов

2.1.1 Европейский реактор с водой под давлением (EPR)

Единственный легководный реактор под давлением поколения 3 или 3+, на который был размещен заказ, - это Европейский реактор с водой под давлением (EPR), разработанный компанией Areva для АЭС Olkiluoto в Финляндии. В феврале 2005 г. финское правительство выдало лицензию, и летом 2005г. началось строительство. Китай также объявил тендер на строительство реактора EPR, однако по состоянию на октябрь 2005 г. результаты его были еще не известны. Франция намеревается построить по крайней мере один реактор EPR и потом, возможно, еще пять, но эти планы пока находятся на стадии разработки. По уровню безопасности французские власти одобрили данную модель реактора в сентябре 2004 г., а в январе 2005 г. это сделало финское пра-

³ <http://www.uic.com.au/nip16.htm>

вительство. Компания Areva – в сотрудничестве с группой Constellation Energy – обратилась в Комиссию по ядерному урегулированию США с просьбой начать процесс лицензирования модели EPR в США в рамках программы «Ядерная энергетика 2010». Для рынка США аббревиатура EPR будет расшифровываться как «Эволюционный энергетический ядерный реактор» (Evolutionary Power Reactor).

Мощность реактора EPR составляет 1600 МВт, хотя она может быть увеличена до 1700 МВт для заказов, последующих после Olkiluoto, и срок строительства составляет 57 месяцев с момента закладки первого кирпича и до сдачи в эксплуатацию. Данная модель была разработана на основе предыдущей модели N4 компании Framatome, кроме того, некоторые элементы были заимствованы из модели реактора Konvoi компании Siemens. Ожидается, что сокращение времени, необходимого для перезагрузки топлива, сделает возможным увеличение коэффициента загрузки до 90%.⁴

Финские покупатели, компания TVO, решили не оглашать детальное распределение расходов на строительство по статьям бюджета; но заказ характеризовался как «заказ под ключ» и представители компании озвучили общую стоимость в размере около 3 млрд. евро. Если предположить, что мощность составит 1600 МВт, то примерная стоимость получается около 1,875 евро за киловатт.⁵ Однако эта стоимость включает расходы по выплате процентов, а также стоимость вывода из эксплуатации, которые обычно не учитываются в расчетах стоимости строительства ядерных установок. Заказ Olkiluoto в значительной степени рассматривается как особый случай, и компании Areva было предложено назначить стоимость, которая не являлась бы рациональной, с тем, чтобы гарантировать демонстрацию своей новой технологии, тем более, что покупатель - компания TVO - не относится к обычным предприятиям энергосистемы. Компания TVO – часть большого сектора финской индустрии, которая на некоммерческой основе снабжает электроэнергией своих владельцев. У новой установки будет гарантированный рынок и ей не придется конкурировать на скандинавском рынке электроэнергии, хотя если стоимость вырабатываемой на ней электроэнергии будет выше рыночных цен, владельцы будут нести убытки. Реальная стоимость капитала для данной установки только пять процентов в год.⁶

Французское предприятие EDF не сообщает, сколько оно предполагает заплатить за новую АЭС Flamanville. Однако по предположениям компании Areva, стоимость энергии, вырабатываемой реактором EPR, на рынке США будет варьироваться от 1,6 до 2,0 долларов за киловатт (без учета выплаты процентов и расходов на выводение АЭС из эксплуатации). Данные цифры были охарактеризованы как «неокончательные», но цена в 2,0 доллара за киловатт немного ниже, чем аналогичный итоговый показатель для реактора Olkiluoto.⁷

Следует отметить, что если реактор Konvoi заслужил репутацию надежного в эксплуатации, то реактор N4 обладает гораздо меньшей надежностью. Первый блок такого типа, Chooz B1, был пущен в 1996 г., однако вследствие серьезных проблем в течение следующих четырех лет средний коэффициент его загрузки не превышал сорока процентов. С тех пор уровень надежности был повышен, и коэффициент загрузки в среднем равнялся 75 процентам. С остальными тремя энергоблоками этой модели повторилась эта же история, три-четыре года их продуктивность была низкой (примерно сорок процентов), но потом она достигала приемлемого уровня (примерно 75 процентов). Модель N4 создавали с учетом опыта работы шестидесяти реакторов PWR, построенных во Франции, и этот факт иллюстрирует невозможность предположения, что новые

⁴ Годовой (или за срок службы) коэффициент загрузки рассчитывается как объем выработки за определенный период в процентном выражении от общего объема, которое было бы выработано, если бы установка работала непрерывно на полную проектную мощность, и является надежным параметром надежности установки.

⁵ Пересчет из € в US\$ и из £ в US\$ произведен с учетом следующих курсов: €1=US\$1,2 и £1=US\$1,8

⁶ В декабре 2004 г. Федерация стран-членов Евросоюза по проблемам возобновляемых источников энергии подала жалобу в Европейскую комиссию касательно того, что АЭС Olkiluoto получит неправомерную помощь от государства. По состоянию на октябрь 2005 г., никакого официального решения по данной жалобе вынесено не было.

⁷ *Nucleonics Week*, 22 сентября 2005, стр. 12.

модели реакторов, такие как EPR, будут надежными только потому, что они сконструированы, основываясь на опыте прошлых лет.

2.1.2 Реактор AP-1000

Модель AP-1000 (Усовершенствованный пассивный реактор) была разработана компанией Westinghouse на основе модели AP-600. Основной причиной разработки AP-600 стала необходимость повышения уровня пассивной безопасности, а также явная переоценка экономии, обусловленной ростом масштабов производства (строительство больших энергоблоков вместо строительства меньших в больших количествах). Руководитель Westinghouse объяснил выбор мощности в 600 МВт вместо 1000–1300 МВт тем, что «...положительный эффект масштаба производства больше не работает...»⁸ Модель AP-600 успешно прошла процесс урегулирования в США, и в 1999 г. на нее было получено разрешение по технике безопасности. К тому времени стало ясно, что конструкция не является экономически целесообразной, и модель AP-600 никогда не участвовала в тендерах. В надежде на то, что экономический эффект масштаба сделает модель конкурентоспособной, ее мощность была увеличена до 1150 МВт. В сентябре 2004 г. Комиссия по ядерному урегулированию США выдала компании Westinghouse разрешение на окончательный вариант проекта реактора AP-1000 сроком на пять лет. До декабря 2005 г. Комиссия по ядерному урегулированию США предполагает выдать стандартный сертификат на проект, действительный в течении пятнадцати лет. До сих пор модель AP-1000 участвовала только в одном тендере – текущий тендер на четыре реактора третьего поколения для Китая, результаты которого по состоянию на июль 2005 г. еще не были объявлены.

Модульное проектирование AP-1000 выполнено с таким расчетом, чтобы построить реактор за 36 месяцев при стоимости электроэнергии в 1,2 доллара за киловатт. Однако до тех пор, пока подробности реально предложенной стоимости не будут известны и пока энергоблоки не будут построены, к приведенным цифрам следует относиться скептически.

2.1.3 Реактор System 80+/APR-1400

Модель System 80+ компании Combustion Engineering получала одобрение регулирующих органов в США в 1997 г., когда Combustion Engineering входила в состав крупного промышленного холдинга Asea Brown Boveri (ABB). Холдинг ABB (включая ядерное подразделение Combustion Engineering) был впоследствии поглощен компанией British Nuclear Fuel Limited (BNFL) и включен в состав подразделения Westinghouse, которое не выставляет модель System 80+ на продажу. Однако корейский разработчик - компания Doosan - по лицензии Westinghouse использовала данную модель для создания своего реактора APR-1400, который, вероятно, в течение ближайшего года-двух будет заказан для Кореи. В свою очередь, Корея попыталась выставить данную модель на текущий тендер по строительству реакторов третьего поколения в Китае, но получила отказ. Кажется маловероятным, что реактор APR-1400 будет предлагаться на западных рынках.

2.1.4 Усовершенствованный реактор с водой под давлением (APWR)

Компания Mitsubishi совместно с владельцем технической лицензии - компанией Westinghouse начали разработку модели APWR около пятнадцати лет назад, примерно в то же время, что и модель ABWR, но ее размещение на рынке произойдет гораздо позже, первые заказы на APWR ожидаются не раньше 2007 г. Пока непонятно, будет ли модель APWR предлагаться на Западе. Дело в том, что компания Mitsubishi никогда не пыталась получить заказы на Западе, а Westinghouse фокусирует свои усилия на реакторе AP-1000.

⁸ *Nucleonics Week Special Report*, «Outlook on advanced reactors», 30 марта 1989, стр. 3

2.1.5 Энергоблок типа АЭС-91. Энергетический реактор с водяным охладителем ВВЭР-1000

Это самая последняя российская модель, предложенная компанией Атомстройэкспорт, и она была в числе трех моделей реакторов, прошедших предварительный отбор для АЭС Olkiluoto. В Финляндии в городе Loviisa уже есть два реактора ВВЭР предыдущего поколения, и, в силу своего геополитического положения, а также предыдущего опыта работы с технологией ВВЭР, Финляндия рассматривала и последнюю российскую модель. Кроме того, эта модель участвует в тендере на заказ на четыре реактора, который Китай предполагает разместить в 2005-2006 гг. Пока неясно, насколько данную модель можно отнести к реакторам третьего поколения, и маловероятно, что ее будут рассматривать для западного рынка, помимо Финляндии.

2.2 Легководные ядерные реакторы кипящего типа (BWR)

2.2.1 Усовершенствованный ядерный реактор кипящего типа (ABWR)

Модель ABWR была разработана в Японии компаниями Hitachi и Toshiba совместно с обладателем технической лицензии, компанией General Electric (GE). Первые два заказа появились в 1992 г. и были выполнены в 1996-1997 гг. К середине 2005 г. в Японии функционировали два реактора ABWR и один находился на стадии строительства, еще два строились на Тайване. Общая стоимость строительства двух японских энергоблоков составила 3236 долларов за киловатт для первого реактора и 2800 долларов за киловатт для второго, что значительно выше предварительных расчетов.⁹ В 1997 г. модель ABWR получила разрешение по технике безопасности в США, но в настоящее время она, возможно, будет рассматриваться как недостаточно усовершенствованная модель для Запада.

2.2.2 Экономичный и упрощенный реактор кипящего типа (ESBWR)

Экономичный и упрощенный реактор кипящего типа с мощностью в 1500 МВт был разработан компанией GE. В октябре 2005 г. GE обратилась в Комиссию по ядерному урегулированию за сертификацией этой модели реактора. Элементы модели ESBWR были частично заимствованы от моделей упрощенного кипящего реактора (SBWR) и усовершенствованного ядерного реактора кипящего типа (ABWR), также разработанных компанией GE. Процесс получения разрешительных документов для SBWR был начат в 1990-х, однако был прекращен до завершения процедуры, и модель реактора не выиграла ни одного заказа. До конца 2006 г. компания GE надеется получить разрешение на окончательный вариант проекта для реактора ESBWR, а потом еще примерно год потребуется для сертификации. Однако по состоянию на октябрь 2005 г. Комиссия по ядерному урегулированию воздерживалась от каких-либо прогнозов по данному поводу.

2.2.3 Другие виды реакторов BWR

Были разработаны и другие модели ядерных реакторов кипящего типа, но ни один из них не получил разрешения соответствующего контролирующего органа, и только модель SWR была представлена на рынке.

Основные модели BWR включают:

- Реактор SWR мощностью 1000–1290 МВт был разработан компанией Areva. Эта одна из трех моделей, которые прошли конкурсный отбор на торгах для АЭС Olkiluoto.
- Реактор BWR-90+ мощностью 1500 МВт был разработан компанией Westinghouse из модели BWR компании Asea.

⁹К. Hart, "World's First Advanced BWR Could Generate Electricity Next Week," *Nucleonics Week*, 25 января 1996 г., стр.

2.3 Канадский тяжеловодный урановый ядерный реактор (Candu)

Модель усовершенствованного реактора типа Candu выполнена в двух модификациях: ACR-700 (750 МВт) и ACR-1000 (1100-1200 МВт). Реактор ACR-700 проходил процесс сертификации в Комиссии по ядерному урегулированию США при спонсорстве компании Dominion, но в январе 2005г. эта компания отказалась оказывать поддержку данной установке, выбрав вместо нее модель ESBWR компании GE. В свое оправдание Dominion сослалась на длительный срок (5 лет), установленный Комиссией для рассмотрения проекта и вынесения своего решения, так как в США недостаточно опыта использования технологии Candu. Попытки получения лицензии для модели ACR в США продолжаются, только сейчас это происходит более медленными темпами. Вследствие решения компании Dominion отказаться от модели ACR-700, канадская компания AECL решила сфокусировать свои усилия на модели ACR-1000.

2.4 Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор с графитовым замедлителем (HTGR)

До сих пор неясно, можно ли отнести разрабатываемые модели реакторов HTGR к реакторам третьего или четвертого поколений. Модульный газоохлаждаемый ядерный реактор с шаровыми ТВЭЛами (PBMR) основан на моделях, разработанных компаниями Siemens и ABB для Германии, однако использование данной модели было прекращено после неудачи в ходе демонстрации. В настоящее время производится разработка этой модели реактора в интересах Южной Африки. Различные слияния и поглощения в сфере ядерной коммерции привели к тому, что технической лицензией в настоящее время владеют компании Areva (для Siemens) и Westinghouse (для ABB). Совершенствованием технологии занимается компания PBMR Co., партнером которой является Eskom, южноафриканская государственная энергетическая компания; также разработку данной технологии ведут BNFL, американское предприятие Exelon и др.

Впервые проект был обнародован в 1998 г., в то время предполагали, что в 2003 году появятся первые коммерческие заказы на эту модель реактора. Однако возникли более серьезные трудности, чем те, что ожидалось в связи с окончательной разработкой модели: уход из проекта компании Exelon и неопределенность с обязательствами остальных партнеров, включая Westinghouse, привели к значительному отставанию по временным рамкам, и теперь, даже если все остальное пойдет по плану, первые коммерческие заказы на модель не смогут появиться ранее 2012 г.

Китайские компании тоже занимаются разработкой подобных технологий похожими технологическими методами и делают оптимистические заявления по поводу развития в этой области, однако китайское правительство, кажется, склонно к поддержке моделей PWR и, возможно, BWR.

3 Основные показатели ядерной экономики

Существует несколько важных факторов, которые влияют на стоимость электроэнергии, произведенную на атомной электростанции. О некоторых из них можно догадаться интуитивно, другие же являются менее очевидными. Обычно стоимость атомной энергии складывается приблизительно следующим образом: две трети стоимости произведенной энергии составляют фиксированные расходы (то, что будет потрачено вне зависимости от того, будет АЭС работать или нет), а остальное приходится на производственные затраты. Основная часть фиксированных расходов приходится на выплату процентов по ссудам и возврату капитала, однако здесь также учитывается стоимость вывода АЭС из эксплуатации. К основным производственным затратам относятся эксплуатационные расходы, стоимость обслуживания и затраты на ремонт, исключая расходы на топливо. Однако, как показано ниже, очень велика вероятность расхождений в данных параметрах в разных предварительных расчетах, но, как правило, характерна большая разница между постоянными (фиксированными) и переменными (производственными) издержками.

Необходимо отметить, что эти теоретические оценки производились в течение пятилетнего периода и были выражены в различных валютах. Воздействие инфляции (например, инфляция в 2,5 процента повысит стоимость на тринадцать процентов в течение пяти лет), а также колебания валютных курсов (например, с 2000 года валютный курс доллара к фунту стерлингов менялся от £1=\$1,40 до £1=\$1,93) означают, что любые сравнения имеют значительный допуск на погрешности.

3.1 Стоимость и сроки строительства

Стоимость строительства – это наиболее спорный параметр, несмотря на то, что другие параметры, такие как стоимость капитала и расходы по эксплуатации, являются столь же определяющими для общей стоимости. Есть целый ряд факторов, которые объясняют, почему существуют подобные разногласия относительно прогнозов по стоимости строительства.

3.1.1 Недостоверность данных

К большинству приводимых прогнозов по стоимости строительства следует относиться скептически. Наиболее надежным индикатором затрат в будущем довольно часто являются затраты, произведенные в прошлом. Однако для многих предприятий нет необходимости оглашать конечную, прошедшую ревизию стоимость строительства, более того, они не заинтересованы в том, чтобы демонстрировать свою деятельность в невыгодном свете. Предприятия США были обязаны предоставлять достоверные подсчеты затрат на строительство своих ядерных реакторов в соответствующий орган экономического урегулирования (которое выдавало разрешение на возмещение издержек производства за счет потребителей только при условии тщательно проверенных затрат). Стоимость энергоблока Sizewell B сравнительно точно подтверждена документально, потому как строящая его компания осуществляла всего несколько видов деятельности, в которых затраты на строительство можно исказить.

Даже в случае точного определения затрат могут возникнуть пререкания по поводу уровня издержек. Например, согласно данным отчета подразделения производительности и инноваций секретариата Кабинета министров Великобритании (PIU)¹⁰, затраты на строительство АЭС Sizewell B в действительности были на 35 процентов выше, чем цены, которые были приведены в 1987 г. при заказе строительства энергоблока. Цены, предлагаемые разработчиками, также вполне реалистичны, несмотря на то, что расходы на покупку оборудования могут составлять менее половины всех затрат (обычно большую часть составляют затраты на инженерно-строительное

¹⁰ Performance and Innovation Unit (2002) «The economics of nuclear power», Cabinet Office, London.

обеспечение и установку). Контрактные цены могут быть предметом оговорок о возможном повышении цен, которые означают, что окончательная стоимость будет значительно выше.

Цены, приводимые сторонами, имеющими приобретенные права на технологию, например, рекламными компаниями, разработчиками энергоблоков (в случае, если они не привязаны к какому-то конкретному заказу), а также предприятиями атомной энергетики, несомненно, должны восприниматься скептически. К цифрам, которые приводят международные агентства, как агентство по ядерной энергии (NEA), также следует относиться осторожно, особенно если они основаны на ориентировочных, а не на реальных ценах. Обычно эти цены дает национальное правительство, у которого могут быть свои причины показать атомную энергетику в хорошем свете и которое, как правило, не строит свои расчеты на основе реального опыта.

Считается, что амортизационные отчисления должны составлять большую часть себестоимости электроэнергии, произведенной на атомной электростанции. Поэтому затраты на строительство АЭС являются наиболее решающим элементом в определении стоимости атомной электроэнергии. Обычно указываемая стоимость строительства включает стоимость первой загрузки топлива, но не включает проценты по кредитам, взятые в процессе строительства, которые обычно называют «проценты на время строительства» (IDC). Для того, чтобы сделать возможным сравнение реакторов с разными производственными мощностями, затраты обычно рассчитываются как стоимость на киловатт установленной мощности. Таким образом, общие затраты на строительство атомной электростанции с производственной мощностью в 1200 МВт и объявленной стоимостью в 2000 фунтов стерлингов на киловатт составят 2400 млн. фунтов стерлингов.

Прогнозы относительно затрат на строительство являются заведомо неточными, часто оказываются заниженными относительно реальных расходов, и - вопреки опыту большинства технологий, где т.н. «накопление технического опыта», эффект масштабности производства и технологический прогресс приводят к уменьшению стоимости использования технологий последующих поколений, - реальная стоимость ядерного строительства не только не снижается, но имеет тенденцию к увеличению с течением времени.

Необходимо также учитывать то, что в разных странах отличаются цены на внутреннюю рабочую силу и сырье, к примеру, сталь и бетон.

3.1.2 Сложности прогнозирования

Существует ряд факторов, которые затрудняют процесс прогнозирования затрат на строительство. Во-первых, все атомные электростанции, которые сейчас существуют на рынке, требуют проведения большого количества инженерно-технических работ непосредственно на стройплощадке; стоимость таких работ иногда может составлять до 60 процентов всей стоимости строительства, тогда как на основные компоненты оборудования (турбогенератор, парогенератор и корпус реактора) приходится сравнительно небольшая часть общих затрат на строительство.¹¹ Достаточно сложно управлять и контролировать затраты в больших проектах, требующих огромных объемов инженерно-технических работ на стройплощадке; в качестве примера можно привести строительство туннеля под Ла-Маншем и плотины на Темзе, затраты на которые сильно превысили прогнозируемые расходы. Некоторые реакторы четвертого поколения, например, модульный газоохлаждаемый ядерный реактор с шаровыми ТВЭЛами, разработан так, чтобы основные инженерно-технические работы могли быть осуществлены на заводе, где должно быть легче контролировать затраты.

Реакторы некоторых моделей можно купить «под ключ», другими словами, за обговоренную цену, и разработчик гарантирует, что эта стоимость не возрастет выше обговоренного уровня. Условия строительства «под ключ» возможны только тогда, когда разработчик уверен, что он смо-

¹¹ Как следствие всевозможных сложностей с контролем расходов на строительство, Всемирный банк давно проводит политику непредставления ссуд на атомные проекты. См.: Всемирный банк (1991) "Environmental Assessment Sourcebook: Guidelines for environmental assessment of energy and industry projects, volume III", World Bank Technical Paper 154, World Bank, Washington, DC.

жет контролировать все составляющие общей стоимости строительства. Нынешнее поколение газоэлектростанций и газотурбинных установок замкнутого цикла довольно часто строятся "под ключ", поскольку они в значительной степени могут быть собраны на заводе под контролем разработчика, соответственно, объем работ на стройплощадке сравнительно мал. В середине 1960-х четыре ведущие американские компании-разработчика продали двенадцать установок на условиях «под ключ», но на этом потеряли огромные средства, так как были не в состоянии контролировать расходы; с тех пор разработчики редко рискуют предложить законченное строительство установки на условиях «под ключ». Необходимо уточнить, что отдельные компоненты оборудования можно приобретать «под ключ», но к любой цене, выдвигаемой для атомной установки на условиях "под ключ", следует относиться с большим сомнением. Заказ на строительство реактора на АЭС Olkiluoto часто описывается как заказ «под ключ», где компания-разработчик Aegva неслала ответственность за управление строительством, однако детали контракта не разглашаются, и невозможно выяснить, присутствовали в нем оговорки о росте издержек или нет. К примеру, если какая-нибудь авария приведет к тому, что контролирующим органом будет издано распоряжение об обязательном изменении конструкции, возникает вопрос, понесет ли в таком случае компания Aegva дополнительные расходы или нет.

Во-вторых, стоимость возрастает в случае, если оказывается необходимым внесение изменений в конструкцию; например, если изначальная разработка оказывается плохой или контролирующей орган требует внести изменения в конструкцию для повышения уровня безопасности, или же если на момент начала строительства модель не была до конца разработана. Во избежание этих проблем разработчики стремятся получить все разрешительные документы до начала строительства, а также по возможности максимально доработать конструкцию до начала строительства. Нельзя полностью исключать риск внесения изменений в конструкцию, особенно это относится к новым моделям, где неожиданные проблемы могут возникнуть в процессе строительства. Опыт в работе с существующими реакторами также может привести к необходимости изменить конструкцию после начала строительства. Например, крупная атомная авария непременно приведет к тому, что будут проверены все строящиеся установки, так же как и функционирующие, и важные уроки нельзя игнорировать только потому, что на существующую модель уже была получена лицензия.

3.1.3 Накопление технического опыта, эффект масштаба и технический прогресс

Для большинства технологий характерны надежды на то, что модели следующих поколений будут дешевле и лучше своих предшественников в силу таких факторов, как накопление опыта, повышение эффективности от роста масштабов производства и технический прогресс. Вопрос о том, насколько ядерная технология со временем улучшилась, является спорным, однако очевидно, что затраты ниже не стали. Причины этому комплексные и пока плохо изученные, но среди факторов часто отмечают возросшие регулятивные требования (здесь следует уточнить, что повысились не стандарты, а те меры, которые необходимо принять, чтобы отвечать этим требованиям) и неблагоприятные меры по снижению затрат в отношении реакторов первого поколения.

Малое количество заказов на реакторы существующих поколений, в особенности на те, у которых затраты точно подтверждены, затрудняют выяснение вопроса о стабилизации цены, не говоря уж об их падении. Тем не менее, накопление опыта, иными словами улучшения в работе за счет повторяемости, и экономический эффект масштаба являются двусторонними процессами. В 1970-х ведущие разработчики реакторов получали до десяти заказов в год. Это позволяло им обеспечивать эффективные производственные линии для изготовления основных компонентов, а также создавать опытные команды конструкторов и инженеров. Сложно оценить, насколько экономика количества позволяет снизить затраты. Согласно данным Агентства по ядерной энергии, которые собраны на основе 2000 предложений, ожидания того, что экономия, обусловленная увеличением количества производимой продукции, будет масштабной, могут не оправдаться. В докладе говорится¹²: «Одновременный заказ двух реакторов с минимальным временным интер-

¹² Nuclear Energy Agency (2000) "Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants", OECD, Paris, p 90.

валом в строительстве в двенадцать месяцев приведет к получению приблизительно пятнадцатипроцентной прибыли на втором реакторе. Если же второй реактор является частью двухступенчатой установки, то прибыль составит двадцать процентов. Заказ дополнительных установок того же выпуска не ведет к существенной экономии затрат. Эффект стандартизации для более двух установок одного типа будет незначительным».

Когда в 2002 г. PIU изучало экономические показатели атомной энергетики, ему на рассмотрение были предоставлены стоимостные прогнозы, составленные компаниями British Energy (владелец атомной электростанции) и BNFL (компания-разработчик). Эти прогнозы были основаны на «значительном опыте и положительном эффекте масштаба стандартизированной программы». PIU скептически отнеслось к объему опыта, признав, что опыт может накапливаться, но его влияние будет ограниченным, поскольку¹³:

«Скорость и степень накопления знаний в атомной отрасли может происходить медленнее, чем в отрасли возобновляемых источников энергии в силу следующих причин:

- относительно долгий срок разработки ядерных проектов означает и более медленное накопление опыта в ходе эксплуатации;
- повторное лицензирование моделей реакторов приводит к отсрочке внесения в существующие модели изменений;
- экономия от широкомасштабного серийного производства компонентов для ядерной индустрии имеет меньший эффект в силу того, что производственные партии гораздо меньше, чем для возобновляемых источников энергии, где могут быть установлены сотни и даже тысячи единиц.

В течение последних двадцати лет у ведущих разработчиков реакторов почти не было заказов, и их собственные производственные линии были закрыты, а команды квалифицированных специалистов сокращены. За последние двадцать пять лет компания Westinghouse получила лишь один заказ, а реактор для Финляндии стал первым за 15 лет заказом, полученным французским разработчиком Areva. При выполнении новых заказов на реакторы производство крупных компонентов необходимо будет поручить компаниям-субподрядчикам на разовых условиях, и, возможно, по более высокой стоимости в таких странах, как Япония и в будущем Китай¹⁴; также необходимо будет заново собрать группы проектировщиков и инженеров.

Самым последним реактором, построенным в Великобритании, является реактор Sizewell B, строительство которого было завершено в 1995 г. Точную его стоимость не так легко определить из-за споров, например, по поводу того, в каком объеме должны учитываться первоначальные издержки. Тем не менее, в 1998 году Национальная аудиторская служба оценила стоимость реактора в три миллиарда фунтов стерлингов¹⁵, что на сегодняшний день составляет приблизительно три с половиной миллиарда фунтов стерлингов или 3400 фунтов за киловатт.¹⁶

3.1.4 Срок строительства

Увеличение сроков строительства по сравнению с запланированными не ведет к прямому увеличению затрат, хотя и будет влиять на повышение процентов по кредитам во время строительства и довольно часто является признаком наличия определенных трудностей на стадии строительства, таких как конструкторские недоработки, проблемы управления на стройплощадке или сложности с закупками, которые отразятся на стоимости строительства. В условиях конкуренции на рынке энергопроизводства длительные проектные сроки строительства будут рассматриваться как недостаток, поскольку увеличивают вероятность того, что изменившиеся обстоятельства сде-

¹³ Performance and Innovation Unit (2002) "The Energy Review," Cabinet Office, London, p 195.

<http://www.strategy.gov.uk/downloads/su/energy/TheEnergyReview.pdf>.

¹⁴ Например, если установка EPR для Flamanville будет заказана, резервуары высокого давления будут, вероятно, производиться в Японии.

¹⁵ National Audit Office (1998) "The sale of British Energy," House of Commons, 694, Parliamentary Session 1997–98, London, HMSO.

¹⁶ Компания British Energy заявляет, что значительную часть затрат составляли разовые первоначальные расходы.

лают инвестиции невыгодными еще до того, как строительство завершится, а также в силу более высокой стоимости капитала (см. ниже) в рыночных условиях.

Общее время производственного цикла, от момента принятия решения о строительстве до сдачи в эксплуатацию (т.е. после того, как проведено первоначальное тестирование установки и разработчик передает ее собственнику), обычно гораздо больше, нежели непосредственно время строительства. Например, решение о строительстве атомной электростанции Sizewell B было принято в 1979 г., однако само строительство началось не ранее 1987 г. (этому способствовало не только официальное расследование, но и сложности с завершением разработки конструкции). И только в 1995 г. установка была сдана в эксплуатацию, таким образом, общее время исполнения заказа составило шестнадцать лет. Стоимость этапа, предшествующего строительству, обычно относительно низкая по сравнению с самим строительством, если только реактор не является первым в своем роде: в этом случае процесс получения одобрения конструкции и ее безопасности в регулирующем органе может оказаться дорогостоящим. Однако для энергопроизводящей компании, функционирующей в рыночных условиях, эта длительная отсрочка и связанные с ней риски (ошибка в планировании или увеличение расходов в связи с требованиями регулирующего органа) является главным фактором, удерживающим от выбора в пользу ядерной энергопроизводящей установки.

3.2 Характеристика производительности

Максимальная производительность установки определяет, какое количество киловатт-часов продаваемой энергии может произвести установка. Для британских установок характерно следующее: проблемы с коррозией и плохим дизайном в большинстве случаев приводят к тому, что установка не в состоянии поддерживать производительность в полном объеме. Применительно к более распространенным в мире моделям реакторов на протяжении последних лет снижение производительности не являлось существенной проблемой, и большинство установок способны были работать на полную мощность. В действительности, в некоторых случаях внесение изменений после того, как установка была сдана в эксплуатацию, например, использование более мощной турбины или увеличение рабочей температуры, означало, что установка начинала работать с большей производительностью, нежели было заложено изначально. В отношении будущих заказов на новые неотработанные модели пока существует небольшой риск того, что установка не сможет работать с той производительностью, которая должна быть согласно модельным характеристикам; однако этот риск, возможно, достаточно мал по сравнению с другими сопутствующими рисками.

3.3 Стоимость капитала

Это еще один компонент, который, вместе с затратами на строительство, является составной частью амортизационных отчислений (см. Приложение 1). Действительная (без учета инфляции) стоимость капитала изменяется в зависимости от страны и предприятия-заказчика, согласно показателям экономического риска, связанного с обстановкой в стране, и кредитоспособности компании. Кроме того, большое влияние оказывает и то, каким образом организован электроэнергетический сектор. Если сектор представляет собой регулируемую монополию, реальная стоимость капитала будет не выше пяти-восеми процентов, если же сектор организован по законам рыночной конкуренции, то стоимость капитала составит как минимум пятнадцать процентов.

Очевидно, что если самым значительным элементом стоимости электроэнергии, производимой на атомной установке, являются амортизационные отчисления, то увеличение коэффициента необходимой нормы прибыли более чем вдвое серьезно подорвет экономические показатели атомной энергетики. Не существует верного ответа на вопрос, какой должна быть стоимость капитала. Когда в электроэнергетической отрасли существовала монополия, предприятиям гарантировалось полное возмещение издержек производства, другими словами, сколько бы ни было потрачено средств, все они возвращались за счет потребителей. Это обеспечивало тем, кто предоставлял капитал, очень низкую степень риска инвестиций, так как любой риск ложился на плечи по-

требителей. Стоимость капитала варьировалась в зависимости от страны и от того, государственной или частной являлась компания-заказчик (у государственных компаний обычно был высокий кредитный рейтинг и, следовательно, стоимость капитала для них была ниже, чем для коммерческой компании). Колебания составляли от пяти до восьми процентов.

На эффективном рынке электроэнергии риск инвестирования падает на производящую компанию, а не на потребителей, и этот риск отражается на стоимости капитала. Так, например, в 2002 г. в Великобритании примерно сорок процентов производственных мощностей находилось в руках финансово несостоятельных компаний (около половины этих мощностей приходилось на долю атомных электростанций), и ряд компаний и банков потеряли миллиарды фунтов стерлингов на инвестициях в энергетические станции, которые они строили или финансировали. При таких обстоятельствах действительная стоимость капитала, превышающая пятнадцатипроцентный барьер, кажется обоснованной. При уменьшении рисков, например, при наличии правительственных гарантий на рынок и цену, стоимость капитала тоже снижается, но это означает правительственные субсидии (государственную помощь) и неизвестно, будут ли они приняты согласно законодательству Европейского союза.

3.4 Эксплуатационная характеристика

Для такой капиталоемкой технологии, какой является атомная энергетика, очень важен высокий коэффициент использования, чтобы значительные постоянные издержки (погашение долгов, выплата процентов и расходы на вывод из эксплуатации) были распределены между как можно большим количеством единиц продукции. Кроме того, атомные электростанции не слишком гибки в эксплуатации, и будет неразумно пускать в эксплуатацию и сворачивать установку или менять уровень производительности в большей степени, чем это необходимо. В результате, атомные установки работают в базовом режиме эксплуатации, за исключением некоторых стран (например, Франции), где на долю атомных электростанций приходится значительная часть всей производимой энергии и работа в режиме базовой нагрузки невозможна. Хорошим показателем надежности установки, а также того, насколько эффективно она вырабатывает продукцию, является коэффициент нагрузки (в США «коэффициент производительности»). Этот коэффициент рассчитывается как объем выработки за определенный период в процентном выражении от объема, который был бы выработан, если бы установка работала непрерывно на полную проектную мощность в течение рассматриваемого периода времени.¹⁷ Обычно коэффициенты нагрузки подсчитываются в расчете на год или на срок службы. В отличие от расходов на строительство, данный коэффициент можно точно определить, и таблицы коэффициентов нагрузки регулярно публикуют в отраслевых изданиях, например, в еженедельнике *Nucleonics Week* или журнале *Nuclear Engineering International*. Существуют разногласия относительно причин закрытия предприятий или пониженной производительности, хотя, с экономической точки зрения, они не совсем обоснованы.

Так же как и расходы на строительство, коэффициенты нагрузки на работающих установках на самом деле оказываются гораздо ниже прогнозируемых. Разработчики, а также те, кто заинтересован в продвижении ядерных технологий, утверждают, что атомные установки очень надежны, перерывы в их работе необходимо делать только для проведения технического обслуживания и перезагрузки топлива (дозагрузка топлива на некоторых моделях реакторов, таких как AGR и Candu, происходит непрерывно, и остановку необходимо делать только для технического обслуживания), и коэффициент нагрузки составляет от 85 до 95 процентов. Однако производительность была низкой, и примерно в 1980 году средний коэффициент нагрузки на всех установках в мире был приблизительно равен 60 процентам. Для того чтобы проиллюстрировать влияние на

¹⁷ Необходимо отметить, что, поскольку характеристики реакторов занижаются, некоторые организации (например, МАГАТЭ) приводят коэффициент использования мощности, опираясь на официально признанный уровень, а не на проектный уровень. Несмотря на то, что это может дать определенную полезную информацию относительно надежности установки, для целей экономического анализа следует использовать проектные характеристики, так как именно за это и платит покупатель.

экономические показатели атомной энергетики, предположим, что фиксированные издержки составляют две трети от общей стоимости электроэнергии при коэффициенте нагрузки мощности равном 90 процентам; если коэффициент будет составлять всего 60 процентов, общая стоимость электроэнергии увеличится на треть. Поскольку низкие коэффициенты нагрузки объясняются отказом оборудования, дополнительные расходы на обслуживание и ремонт еще больше увеличат себестоимость единицы продукции. В условиях рыночной экономики производитель атомной энергии, который обязался поставлять электроэнергию, но который не в состоянии выполнить свои обязательства, вероятно, будет вынужден приобрести недостающую энергию для своих потребителей, возможно, по очень высокой цене.

Однако начиная с конца 1980-х глобальная ядерная промышленность приложила всемерные усилия, чтобы улучшить производительность, и в настоящее время во всем мире средний коэффициент использования мощности превышает 80 процентов. Так, например, в США среднее значение коэффициента нагрузки близко к 90 процентам (для сравнения, в 1980 г. показатель был меньше 60 процентов), хотя средний показатель коэффициента нагрузки в расчете на срок службы на американских атомных электростанциях по-прежнему составляет только 70 процентов.

Только на 7 из 441 работающих реакторов, находящихся в эксплуатации не менее года и результаты работы которых зафиксированы в полном объеме, показатель коэффициента нагрузки в расчете на срок службы превышает 90 процентов; и только на ста ведущих установках показатель коэффициента нагрузки в расчете на срок службы больше 80 процентов. Интересен тот факт, что тринадцать лучших по показателям реакторов располагаются на территориях трех стран: шесть в Южной Корее, пять в Германии и два в Финляндии.

Новые модели реакторов могут соперничать по уровню надежности с двумя процентами ведущих из существующих реакторов, но у них так же могут появиться сложности на начальной стадии, как это было у реакторов ранних поколений. Очень полезным может оказаться французский опыт конца 1990-х с моделью N4. Необходимо отметить, что для экономического анализа работа реактора в первые годы эксплуатации, когда всплывают проблемы, характерные для начальной стадии, будет иметь гораздо большее значение, нежели работа в последующие годы, по причине процесса дисконтирования. Производительность может уменьшаться в последующие годы по мере износа оборудования и потребности в его замене а также в силу необходимости внесения изменений в конструкцию для того, чтобы реактор больше соответствовал существующим стандартам безопасности. Этот спад производительности, возможно, не будет иметь большого значения для экономического анализа в силу процесса дисконтирования. В целом же, довольно сложно утверждать, что реактор будет работать при коэффициенте нагрузки в 90 процентов и больше, основываясь лишь на прошлом опыте.

3.5 Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (без учета расходов на топливо)

Многие люди считают, что атомные электростанции, по существу, представляют собой автоматические машины, которым необходимо только топливо и для которых характерны очень низкие эксплуатационные расходы. Поэтому в исследовательских работах по экономическим показателям атомной энергетики редко фигурируют затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание. Как будет объяснено ниже, стоимость топлива является относительно низкой и предсказуемой. Однако предположение о низких эксплуатационных расходах было опровергнуто в конце 1980-х - начале 1990-х, когда несколько атомных электростанций в США были выведены из эксплуатации в силу высоких затрат на их эксплуатацию (без учета выплаты постоянных фиксированных издержек), которые оказались выше расходов на строительство и эксплуатацию газовых установок в качестве альтернативы. Выяснилось, что затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (затраты на топливо не учитываются) были в среднем больше 22 долларов за мегаватт-час (1,5 фунта за киловатт-час), в то время как расходы на топливо составляли более 12 дол-

ларов за мегаватт-час (0,8 фунта за киловатт-час).¹⁸ Всемирные усилия были приложены для снижения затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание, и к середине 1990-х средняя стоимость расходов на эксплуатацию без учета стоимости топлива упала до 12,5 долларов за мегаватт-час (0,7 фунта за киловатт-час), а затраты на топливо сократились до 4,5 доллара за мегаватт-час (0,25 фунта за киловатт-час). Тем не менее, необходимо отметить, что данное снижение расходов было достигнуто в основном за счет повышения надежности установок, нежели за счет реального снижения затрат. Большая часть эксплуатационных расходов в значительной степени является фиксированной, например, расходы на зарплату и техническое обслуживание электростанции, и немного меняется в зависимости от уровня производительности установки, поэтому, чем больше произведено электроэнергии, тем ниже расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание в расчете на мегаватт-час. В настоящее время в США широко распространена угроза досрочного закрытия установок на основании экономических показателей.

Кроме того, следует заметить, что компания British Energy, которая была создана в 1996 г. и у которой было восемь атомных электростанций, в 2002 г. потерпела финансовый крах из-за того, что прибыль от работы электростанций едва покрывала эксплуатационные расходы. Частично это было вызвано высокой ценой на топливо, в особенности на переработку отработавшего топлива, которая в настоящее время производится только в Великобритании и Франции (см. ниже).

В период с 1997 по 2004 гг. средние расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание, включая расходы на топливо, на восьми установках компании British Energy варьировались от 1,65 до 1,9 фунтов за мегаватт-час.

Однако за первые девять месяцев финансового года 2004/05 расходы на эксплуатацию, включая топливо, составляли 2,15 фунта за киловатт-час в силу низкой продуктивности некоторых установок. Средние показатели за указанный период были на уровне 1,85 фунта за киловатт-час. Если предположить, что стоимость топлива, включая переработку, составляет 0,7 фунта за киловатт-час, то оставшиеся 1,15 фунта за киловатт-час приходятся на расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание, что на 60 процентов выше средних показателей в США.

3.6 Затраты на топливо

Расходы на топливо сократились, так как с середины 1970-х мировая цена на уран остается низкой. Затраты на топливо в США в среднем составляют 0,25 фунта за киловатт-час, но возможно, эта цифра искусственно занижена, так как правительство США берет на себя обязательство по утилизации отработавшего топлива в обмен на фиксированную ставку в размере одного доллара за мегаватт-час (0,06 фунта за киловатт-час). Это произвольная цена, назначенная более двух десятилетий назад и не основанная на реальном опыте, так как в США, как и во всем остальном мире, нет площадок для захоронения отработавшего ядерного топлива, и пока все американское отработавшее ядерное топливо остается на временных хранилищах в ожидании постройки могильника для отработавшего топлива (предположительно оно будет построено в Юкка Маунтин). В действительности же, затраты, связанные с отработавшим топливом, гораздо выше.

Затраты на топливо составляют незначительную часть общей проектной стоимости ядерной энергии, так как в настоящий момент предложение урана превышает спрос на него. Расходы по утилизации использованного топлива достаточно сложно оценить. Процесс переработки является дорогостоящим, и, если только производимый при этом плутоний ни использовать с выгодой, никак не решает проблему утилизации отходов. В процессе переработки отработавшее топливо просто разбивается на разные составляющие, при этом его радиоактивность не снижается. Более того, в процессе переработки образуется большое количество отходов низкой и средней активности, так как все оборудование и материалы, используемые для переработки, становятся радиоактивными отходами. Как сообщалось, первый контракт между BNFL and British Energy (это было до того, как компания обанкротилась) стоил 300 фунтов стерлингов в год, что соответственно

¹⁸ Статистические данные по расходам на эксплуатацию и техническому обслуживанию можно найти по адресу: <http://www.nei.org/index.asp?catnum=2&catid=95>.

равно 0,5 фунта за мегаватт-час. Ожидается, что новый контракт принесет British Energy от 150 до 200 миллионов фунтов стерлингов экономии в год, хотя это будет возможно только вследствие страхования убытков BNFL правительством. Несмотря на подобный неудачный опыт, США рассматривают возможность разрешения переработки отработавшего топлива, запрет на которую был наложен администрацией Картера. Расходы на удаление высокоактивных отходов достаточно трудно оценить, так как долгосрочные хранилища еще не построены или даже не вошли в стадию строительства, и любые расчеты должны иметь большие допуски на погрешности.

3.7 Расчет срока эксплуатации

Одной из характерных черт реакторов третьего поколения по сравнению с их предшественниками является то, что срок их эксплуатации, согласно конструкции, около шестидесяти лет, в то время как обычно срок эксплуатации моделей реакторов предшествующих поколений не превышал тридцати лет. В отношении технологии, в которой важную роль играют фиксированные издержки, можно предположить, что увеличение срока службы в два раза приведет к значительному уменьшению фиксированных издержек в расчете на одну установку, так как будет больше времени для возмещения этих затрат. Однако на практике данное предположение не действует. Коммерческие займы должны быть возвращены в течение не более пятнадцати-двадцати лет, и при расчете окупаемости капиталовложений по дисконтированным затратам расходы и доходы на срок более десяти-пятнадцати лет вперед имеют небольшое значение (см. Приложение 1).

Существует тенденция по продлению срока эксплуатации существующих электростанций, например, реакторы типа PWR будут предположительно работать в течение более сорока лет, в то время как проектный срок службы составляет тридцать лет. Однако не следует предполагать, что электроэнергия станет дешевой, когда произойдет возмещение капитальных затрат. Для продления срока службы могут потребоваться значительные дополнительные затраты, чтобы заменить изношенное оборудование и привести установку в соответствие с существующими стандартами безопасности. Продлить срок службы не всегда оказывается возможным, так, например, британские реакторы AGR, срок эксплуатации которых изначально составлял двадцать пять лет, будут эксплуатировать до тридцати пяти лет, однако увеличить срок службы сверх этого невозможно из-за проблем с графитовыми замедлителями.

3.8 Стоимость и техническое обеспечение вывода из эксплуатации после окончания срока службы

Эти параметры достаточно сложно определить в силу недостатка опыта по выводу из эксплуатации промышленных установок, а также потому, что неизвестен размер затрат на ликвидацию отходов (особенно это касается долгоживущих радиоактивных отходов) (см. Приложение 4). Однако даже наличие схем, согласно которым необходимые средства будут найдены, как только потребуется, мало влияет на общие экономические показатели. Например, если от владельца требуется спрогнозировать стоимость вывода установки из эксплуатации в самом начале ее работы, это добавит лишь десять процентов к расходам на строительство. Отдельный фонд компании British Energy, которые не хватило даже на покрытие расходов на первой стадии вывода из эксплуатации, потребовал взносов в размере менее двадцати миллионов фунтов стерлингов в год, что эквивалентно стоимости в размере всего 0,03 фунтов стерлингов за киловатт-час.

Проблемы случаются в том случае, если объем расходов был изначально неправильно определен, средства потеряны или компания терпит банкротство до того, как срок эксплуатации установки заканчивается. Все эти неприятности произошли в Великобритании. В течение двух последних десятилетий действительная стоимость вывода станции из эксплуатации увеличилась относительно проектной в несколько раз. В 1990 г., когда была приватизирована компания CEGB, ассигнования, состоящие из вкладов потребителей, не были переданы Nuclear Electric, компании-преемнику. Субсидии, полученные в период с 1990 по 1996гг. и предназначавшиеся, по словам

Майкла Хезелтайна¹⁹ для «вывода из эксплуатации старых опасных атомных установок», в действительности были использованы компанией-владельцем в качестве оборотных средств. Банкротство British Energy означает, что значительная часть расходов по выводу из эксплуатации ее установок ляжет на плечи будущих налогоплательщиков.

Таблица 5. Ограничение ответственности для стран Организации экономического сотрудничества и развития по состоянию на сентябрь 2001 г.

Страна	Ограничение ответственности согласно национальному законодательству ^a	Требования материального обеспечения ^{a,b}
Бельгия	298 млн €	
Финляндия	250 млн €	
Франция	92 млн €	
Германия	Нет ограничений	2500 млн € ^c
Великобритания	227 млн €	
Голландия	340 млн €	
Испания	150 млн €	
Швейцария	Нет ограничений	674 млн €
Словакия	47 млн €	
Республика Чехия	177 млн €	
Венгрия	143 млн €	
Канада	54 млн €	
США	10,937 млн €	226 млн €
Мексика	12 млн €	
Япония	Нет ограничений	538 млн €
Корея	4,293 млн €	

Источник: Неофициальная статистика – OECD/NEA, Legal Affairs

Примечание: ^a на основе официальных обменных валютных курсов в период с 06/2001 по 06/2002, ^b если отличается от лимита ответственности, ^c 256 млн € страховка, 2,5 млрд € резерв оператора, 179 млн € из Брюссельской поправки к Парижской Конвенции.

3.9 Страховка и ответственность

Это довольно спорная область, потому что в настоящее время ответственность собственников установок ограничена международным соглашением до небольшой доли от предполагаемых расходов на случай крупного ядерного инцидента. Согласно условиям Венской конвенции, которая была принята в 1963 г. и изменена в 1997 г., лимит ответственности оператора ядерной установки ограничен 300 млн. долларов. В настоящее время британское правительство берет на себя гарантии по остаточному риску в размере свыше 140 млн. фунтов стерлингов; ожидается, что, согласно Парижской и Брюссельской конвенциям, лимит будет увеличен до 700 млн. евро (500 млн. фунтов стерлингов). Ограничение ответственности рассматривалось как существенный фактор дальнейшего развития атомной энергетики, но одновременно с этим может считаться и крупной субсидией.

Комиссия Бундестага по возобновляемой энергетике²⁰ собрала статистические данные по лимитам ответственности в странах Организации экономического сотрудничества и развития (см. таблицу 5), которые демонстрируют широкий разброс размеров лимитов от очень маленьких сумм (например, в Мексике) до огромных (например, для Германии).

¹⁹ Майкл Хезелтайн (M. Heseltine), министр торговли Великобритании, Hansard, 19 октября 1992 г.

²⁰ Deutscher Bundestag (2002). Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung. Bericht der Enquete-Kommission. Zur Sache 6/2002. Deutscher Bundestag: Berlin. Chapter 3.3.2, Table 3.3, Page 232. <http://dip.bundestag.de/btd/14/094/1409400.pdf>

Уровень расходов, вызванных, например, Чернобыльской катастрофой, которые исчисляются сотнями миллиардов фунтов стерлингов (оценка стоимости человеческих жизней или утраты дееспособности может выглядеть оскорбительной, но в целях страхования она необходима), означает, что сумма, необходимая для выплаты страховых премий, вряд ли будет в наличии, а если и будет, страховое обеспечение вряд ли будет надежным, поскольку крупная авария разорит страховые компании.

Были высказаны предложения, что облигации, связанные с риском катастроф, могут дать возможность владельцам атомных установок обеспечить реальное покрытие финансовых затрат в случае аварии. Облигации, связанные с риском катастроф, – это высокодоходные, обеспеченные страховкой денежные обязательства, содержащие условие выплаты процента и/или основной суммы, которая может быть задержана или утрачена в случае потерь, понесенных вследствие конкретно оговоренной катастрофы, например, землетрясения.

До тех пор, пока нет каких-либо конкретных предложений, будет сложно определить, смогут ли эти меры обеспечить приемлемый вариант страхового обеспечения в случае ядерных аварий и как это повлияет на экономические показатели атомной энергетики.

4 Недавние исследования стоимости атомной энергии и чем они различаются

В течение последних трех-четырёх лет был проведен ряд исследований экономических показателей атомной энергетики, в том числе:

1. Май 2000 г.: «Роль ядерной энергетики в укреплении энергетической безопасности Японии» (“The role of nuclear power in enhancing Japan’s energy security”), Джеймс А. Бейкер III (James A Baker III), Институт государственной политики Университета Райса (Institute for Public Policy of Rice University)
2. 2002 г.: Технологический Университет Лаппеенранта (Lappeenranta University of Technology (LUT). Экономический анализ 5-го финского реактора (Finnish 5th Reactor Economic Analysis).
3. Февраль 2002 г. «Экономика ядерной энергетики» (“The economics of nuclear power”), Подразделение производительности и инноваций Кабинета министров Великобритании (UK Performance and Innovation Unit).
4. Сентябрь 2002 г.: «Исследование для первых заказов на новые ядерные реакторы» («Business case for early orders of new nuclear reactors”), Scully Capital
5. Февраль 2003 г.: «Будущее ядерной энергетики: междисциплинарное исследование Массачусетского технологического института» (“The future of nuclear power: an interdisciplinary MIT study”).
6. Март 2004 г.: «Стоимость производства электричества» (“The costs of generating electricity”), Королевская инженерная академия (The Royal Academy of Engineers)
7. Август 2004 г.: «Экономическое будущее ядерной энергии» (“The economic future of nuclear power”), Университет Чикаго при финансовой поддержке Министерства энергетики США (University of Chicago, funded by the US Department of Energy).
8. Август 2004 г.: «Уровневый сравнительный анализ стоимости единицы электричества, выработанной при базисной мощности с применением различных технологий в Онтарио» (“Levelised unit electricity cost comparison of alternative technologies for base load generation in Ontario”), Канадский институт исследований в области энергетики для Канадской ядерной ассоциации (Canadian Energy Research Institute; prepared for the Canadian Nuclear Association).
9. Март 2005 г.: «Прогнозируемая стоимость производства электричества: с обновлениями 2005 года» (“Projected costs of generating electricity: 2005 update”), Международное энергетическое агентство/Агентство по ядерной энергии (IEA/NEA).
10. Апрель 2005 г.: «Исследование для первых заказов на новые ядерные реакторы» (“Business case for early orders of new nuclear reactors”), консалтинговая компания OXERA.

В таблице 6 приведены основные расчетные допущения, сделанные в каждом исследовании.

4.1 Райсовский Университет

В исследовании Райсовского Университета изучались стратегические аспекты обеспечения энергобезопасности Японии. В нем используются расчеты общей стоимости производства электроэнергии на установках, которые будут введены в эксплуатацию в 2010 году, сделанные Японским центральным исследовательским институтом электроэнергетической промышленности (CRIEPI)²¹. Прогнозируемая стоимость составляет 5 фунтов за киловатт-час. Однако эти цифры стоит рассматривать в контексте очень высоких цен на электроэнергию в Японии, которые могут быть частично отнесены на счет высокой стоимости йены, и без детального изучения прогнозируемых расчетов CRIEPI достаточно сложно сделать четкие выводы.

²¹ Японские цены переведены в фунты стерлинги по курсу £1=200 Yen.

4.2 Технологический Университет г. Лаппеенранта

Исследование этого университета получило широкое распространение, когда было принято решение о строительстве АЭС Olkiluoto. Многие предположения в этой работе попадают под определение коммерческой тайны и не очень точно определены, но очень низкая стоимость капитала, низкие расходы по эксплуатации и высокий коэффициент нагрузки неизбежно ведут к низкой стоимости производства электроэнергии. Проект Olkiluoto рассматривается в главе 5.1.1.

4.3 Подразделение производительности и инноваций

Подразделение производительности и инноваций (PIU) Секретариата Кабинетов министров Великобритании изучило экономические показатели атомной энергетики в 2002 г. в качестве составной части правительственного анализа политики в области энергетики, на основе которого была составлена «Белая книга 2003» (сборник правительственных документов за 2003 год). В обзоре стоимость производства электроэнергии на АЭС Sizewell B оценивается в примерно 6 фунтов стерлингов за киловатт-час - при условии исключения первоначальных затрат, благодаря чему стоимость строительства установки Sizewell B снижается до 2250 фунтов стерлингов за киловатт (общая стоимость составляет 2,7 миллиарда фунтов стерлингов) при 12-процентной учетной ставке.

Кроме того, в обзоре даны прогнозы, предоставленные компаниями British Energy и BNFL, которые приводятся с учетом общепринятых предположений о размере учетной ставки. Достаточно сложно вместить всю информацию в отчет PIU. В таблице показаны расходы на 8-ой энергоблок, который построен как двухступенчатая установка типа AP-1000. В работе на основе расчетов компании BNFL рассматриваются два варианта: при учетной ставке в размере 8 процентов (в случае строительства установки там, где риск очень мал, например, при условии перекладывания всех затрат на потребителей) и в размере 15 процентов (для установки, подверженной гораздо большему коммерческому риску). Вариант с 8 процентами рассчитывается исходя из пятнадцатилетнего (чтобы отразить возможную продолжительность коммерческого займа) и тридцатилетнего сроков службы, в то время как вариант с 15 процентами продемонстрирован только применительно к пятнадцатилетнему сроку эксплуатации. С учетом того, что прибыль при двадцатилетнем сроке эксплуатации равняется только шести процентам от недисконтированной стоимости установки и тот же показатель при двадцатилетнем сроке работы – только полтора процента от недисконтированной стоимости, то получается, что разница между сроками службы в пятнадцать и тридцать лет, вероятнее всего, невелика. Расчеты стоимости при условии строительства только одного энергоблока будут больше на 40-50 процентов, если первоначальные расходы составят 300 млн. фунтов стерлингов.

Большое количество прогнозов, например, относительно расходов на строительство, относятся к категории коммерческой тайны и не предаются огласке. Однако PIU утверждает, что, по оценке компаний BNFL и British Energy, расходы на строительство составляют меньше 840 фунтов стерлингов за киловатт-час. Что касается коэффициента нагрузки, то эти цифры также являются конфиденциальными, хотя по заявлениям PIU предполагаемый показатель коэффициента намного превышает 80 процентов.

4.4 Scully Capital

Отчет Scully Capital был подготовлен Министерством энергетики США, и в нем рассматривается стоимость производства на установке PWR (AP-1000) мощностью в 1100 мегаватт по 4 вариантам стоимости строительства: 1 млрд. долларов, 1,2 млрд. долларов, 1,4 млрд. долларов, 1,6 млрд. долларов, что эквивалентно соответственно 500, 600, 700 и 800 фунтам за киловатт-час. В отличие от других отчетов, метод Scully прогнозирует оптовую цену электроэнергии и рассматривает варианты норм прибыли атомной установки при заданной производительности. При рыночной стоимости электроэнергии в 35 долларов за мегаватт-час (1,95 фунтов за киловатт-час), на установке будет достигнута внутренняя окупаемость, включая инфляцию в 7,3–10,7 процентов в за-

зависимости от стоимости строительства. В отчете все это сравнивается с промышленной нормой в 10–12 процентов, и только вариант со стоимостью строительства в 1 млрд. долларов попадает в данный диапазон. В работе анализируется способность к изменению таких показателей, как рыночная цена на электроэнергию, коэффициент нагрузки, стоимость топлива и время строительства. Кроме того, чувствительными могут оказаться и различные финансовые аспекты, включая размер коэффициента задолженности и стоимость кредита.

4.5 Массачусетский Технологический институт

Исследование Массачусетского Технологического института (MIT) считается очень подробным и авторитетным; в нем сравниваются стоимости производства энергии на атомном энергоблоке и на альтернативных установках, в частности, на ТЭЦ с газотурбинной установкой (CCGT). В работе детально прописаны предположения для всех важных элементов. В работе предполагается, что расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание должны быть на 25 процентов меньше среднего значения для существующих установок в силу давления со стороны конкурирующих энергопроизводителей. Расходы на строительство, используемые в расчетах этого исследования, гораздо ниже, чем на многих новейших установках в США (хотя они и были построены лет двадцать назад). Для коэффициента производительности рассматривались два варианта: в 85 процентов (высший показатель) и 75 процентов (низший показатель). Основанием для первого варианта послужил высокий уровень нагрузки, которого недавно достигли американские установки, а во втором варианте учитываются многие годы, ушедшие на достижение этого уровня. В работе не содержится детальных предположений относительно вывода из эксплуатации, однако скорее всего, подразумевается, что, следуя обычной практике, для этого необходимо наличие отдельного фонда; стоимость вывода из эксплуатации не указывается.

Основными чувствительными элементами в исследовании являются коэффициент нагрузки и срок эксплуатации, хотя с учетом относительно высокой стоимости капитала, увеличение срока эксплуатации не оказывает сильного влияния на общую стоимость (около пяти процентов), в то время как изменение значения коэффициента нагрузки оказывает большее влияние (от десяти до пятнадцати процентов). Во всех случаях варианты использования газовых и угольных установок оказываются гораздо дешевле атомных; газовые - на 45 процентов, угольные - примерно на 35 процентов. Даже если снизить стоимость строительства атомного энергоблока на 25 процентов, время строительства на двенадцать месяцев и стоимость капитала на десять процентов, это не поможет сократить разницу между стоимостью энергии от атомных установок и газовых или угольных.

4.6 Королевская инженерная академия

В отчете Королевской инженерной академии сравнивается ряд производственных технологий; согласно отчету, стоимость электроэнергии на атомном энергоблоке очень близка к стоимости электроэнергии на газовой установке, примерно на 10-30 процентов ниже, чем на угольной (в зависимости от технологии, используемой для добычи угля) и составляет около одной трети стоимости возобновляемых источников энергии. В исследовании рассматриваются три типа реакторов: EPR, AP-1000 и ACR. Работа опирается на расчеты основных определяющих стоимость факторов из отчета MIT, хотя использует их не во всех примерах, ссылаясь на «инженерное решение» в тех случаях, где возникает расхождение. Так, например, относительно расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание прогноз данного исследования примерно на 50 процентов ниже, чем в исследовании MIT²². В отчете утверждается, что расходы на вывод из эксплуатации включены в стоимость капитала, однако стоимостные предположения не указываются. Предположения данной работы представляются оптимистичными для всех параметров, и поэтому и общая стоимость производства получается невысокой.

²² Прогнозы MIT представляют значительное уменьшение уровней текущих затрат (25 процентов), чему способствовали конкурирующие силы. Однако учетная ставка, выбранная RAE, находится в соответствии с полной окупаемостью.

4.7 Чикагский Университет

В исследовании Чикагского университета рассматриваются различные расчеты себестоимости атомной электроэнергии, однако собственная оценка не дается. В работе производится подсчет уровненой стоимости электроэнергии (LCOE) для трех различных вариантов установок с производственной мощностью в 1000 мегаватт: самый дорогой вариант – реактор EPR для АЭС Olkiluoto, средний по стоимости вариант подсчитан для строительства установки, включая первоначальные расходы (FOAK) (т.е. для реактора AP-1000), и самый дешевый вариант – где первоначальные расходы были уже покрыты (т.е. установка типа ABWR или ACR-700). Данные, приведенные в таблице, не в достаточной мере резюмируют результаты исследования, в котором представлено большое количество чувствительных показателей, однако они явно демонстрируют, что даже при условии чрезвычайно низкой стоимости строительства относительно высокая учетная ставка несильно влияет на общие расходы.

4.8 Канадский энергетический исследовательский институт

В работе Канадского энергетического исследовательского института прогнозируемая стоимость производства на угольных и газовых установках сравнивается со стоимостью производства на двух энергоблоках Candu-6 (общая мощность 1346 мегаватт) - реакторах типа Candu нынешнего поколения, и на двух установках модели ACR-700 (общая мощность 1406 мегаватт) - реакторах третьего поколения типа Candu²³. Больше внимания уделено варианту ACR-700, который по прогнозам дешевле Candu-6. Расходы на вывод из эксплуатации оцениваются примерно в 250 фунтов стерлингов на киловатт, и платежи отчисляются в определенный фонд в течение всего срока службы установки, что составляет 3,6 млн. фунтов стерлингов в год в течение тридцати лет или же 0,03 фунта за киловатт-час. Общая стоимость является относительно невысокой, а большинство используемых исходных предположений также упоминается и в других работах.

4.9 Международное энергетическое агентство/Агентство по ядерной энергетике

Исследование IEA/NEA основано на анкетных ответах должностных лиц органов национальной власти относительно вариантов стоимости производства. Достаточно сложно оценить эту работу в силу огромного разнообразия национальных предположений: например, страны Западной Европы часто предоставляют очень низкие затраты, в то время как Япония – очень высокие. Ключевым фактором является то, что используется очень низкая учетная ставка, которая в сочетании со сравнительно оптимистичными предположениями по производительности дает низкие расходы на производство.

4.10 Британская консалтинговая фирма по экономическим вопросам OXERA

В апреле 2005 г. было опубликовано первое исследование фирмы OXERA, в июне - второе, содержащее больше деталей относительно предположений, на основании которых были произведены экономическими расчетами²⁴. Доклад OXERA включает очень детальный финансовый анализ экономических параметров, однако в отношении технических характеристик в основном полагается на другие работы. Так, например, слишком смелые предположения относительно коэффициента нагрузки в 95 процентов приводятся без объяснений. В работе OXERA используется тот же самый, что и в исследовании Scully, метод подсчета нормы прибыли при заданной стоимости электроэнергии. При условии базовой стоимости электроэнергии в размере 27-33 фунтов стерлингов за мегаватт-час, а это приблизительно в половину больше того, что сейчас получает British Energy, внутренний коэффициент окупаемости будет в районе 8-11 процентов для одного реактора (в зависимости от соотношения долгов и собственного капитала компании). Если рассматривать строительство восьми установок, для последних трех энергоблоков окупаемость будет выше пятнадцати процентов.

²³ Суммы в канадских долларах конвертированы по курсу £1=C\$2.20

²⁴ OXERA (2005) "Financing the nuclear option: modeling the cost of new build."

Следует отметить, что, хотя принятые в исследовании расходы на строительство выше, чем в других прогнозах, тем не менее, они намного ниже, чем стоимость строительства АЭС Sizewell, и несколько ниже, чем официальная стоимость реактора Olkiluoto. Исходные предположения относительно коэффициента нагрузки и эксплуатационных затрат, частично взятые из работ IEA/NEA и Scully Capital, нуждаются в существенном исправлении, если говорить о современном поколении установок.

На основе этих расчетов и стоимости нынешней правительственной программы по возобновляемым источникам энергии (которую OXERA оценивает в 12 млрд. долларов), фирма полагает, что ядерная программа окажет аналогичный эффект в области снижения выбросов углекислого газа при стоимости лишь в 4,4 млрд. фунтов стерлингов плюс расходы на риски государственного страхования. Сумма в 4,4 млрд. фунтов стерлингов складывается из капитальных субсидий в размере 1,1 млрд. фунтов стерлингов и кредитных гарантий в размере 3,3 млрд. фунтов стерлингов. OXERA не предоставляет оценки рисков государственного страхования. Возникает вопрос, каким же образом новая британская программа строительства атомных электростанций может быть реализована?

5 Необходимость в государственных субсидиях и их объем

На основе успешных исследований, проведенных британским правительством в 1989, 1995 и 2002 гг., был сделан следующий вывод: на свободном рынке электроэнергии предприятия энергетического сектора не будут строить атомных электростанций, если не будет государственных субсидий и правительство не гарантирует покрытие издержек. В большинстве стран, где отменена монополия в энергетическом секторе, применимы подобные соображения. Недавний финский заказ очевидно не соответствует данному предположению, но, как было сказано ранее, особый статус покупателя как некоммерческой компании, владельцем которой являются промышленные предприятия, которые взяли на себя обязательство купить все, что произведет установка, демонстрирует, что специальные условия в Финляндии вряд ли являются тем примером, которому последуют другие страны.

Субсидии и гарантии могут потребоваться, скорее всего, в тех областях, которые не контролируются владельцем, а именно:

- Затраты на строительство. Расходы на строительство новой атомной электростанции будут значительными и риск перерасхода средств будет очень велик. Поэтому правительству, возможно, придется установить фиксированный максимум затрат, которые должен будет выплатить частный инвестор.
- Эксплуатационные характеристики. Существует серьезный риск того, что производительность окажется ниже прогнозируемой. Надежность в значительной степени находится под контролем владельца и пока не совсем понятно, будут ли разработчики в достаточной степени уверены в своей способности взять на себя риск недостатка надежности.
- Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание. Аналогичным образом это в значительной степени находится под контролем владельцев, и они могут быть готовы нести этот риск.
- Расходы на ядерное топливо. Покупка топлива обычно не относится к рискованной деятельности. Запасы урана можно накапливать, и риск увеличения затрат на приобретение топлива может быть преодолен. Однако, вопрос относительно затрат на ликвидацию отработавшего топлива (если не рассматривать вариант переработки) является гораздо более спорным, и владельцы атомных установок, возможно, будут добиваться установления лимита для расходов по утилизации топлива, наподобие соответствующих мероприятий в США.
- Затраты на вывод из эксплуатации. Довольно сложно прогнозировать расходы на вывод из эксплуатации, но совершенно очевидно, что в будущем они вырастут. Отчисления средств на вывод из эксплуатации в должным образом разработанную схему отдельного фонда кажутся вполне удобным вариантом, однако, если опыт вывода установки из эксплуатации и управления отходами покажет, что расчеты слишком занижены, или возврат инвестиций пойдет медленнее, чем прогнозировалось, необходимо значительно увеличить взносы. По этой причине частные разработчики, возможно, потребуют определения некоего максимума для своих взносов.

Гарантии будут всесторонними и высокими для первых строящихся установок, которые понесут первые установочные расходы по новой технологии. Если опыт эксплуатации нескольких построенных установок будет положительным, вполне вероятно, что рынок согласится нести большие риски, хотя, несомненно, уже достаточно политической воли к продвижению атомной энергетики, чтобы обеспечить завершение программы. Следует напомнить, что на время правления администраций Рейгана и Тэтчер, которые обещали восстановление атомной отрасли, пришелся резкий упадок атомной энергетики.

6 Заключение

В течение по крайней мере последних двадцати лет количество заказов на новые атомные установки во всем мире было очень невелико. Это было вызвано целым комплексом причин, включая сопротивление общественности строительству новых АЭС и наличие избыточной емкости энергоблоков на многих потенциальных рынках. Однако невысокие экономические показатели результатов работы многих существующих установок также являлись важным фактором. В течение последнего десятилетия ситуация была ухудшена развитием конкуренции на рынке электроэнергии, на котором выигрывают энергопроизводящие технологии, для которых характерны низкие капитальные затраты, возможность быстрого строительства и гарантированные эксплуатационные качества, - то, чем не могут похвастаться современные атомные реакторы. Несколько установок, находящихся в стадии строительства, относятся к старым типам реакторов, неприемлемым для новых заказов на Западе, и возводятся в странах, где реформы электроэнергетической отрасли находятся на самой ранней стадии.

В Европе и Северной Америке возрождается интерес к новым атомным электростанциям. В течение последующего десятилетия производство ядерной энергии в Великобритании неизбежно резко упадет, сокращая долю атомной энергии с 25 процентов от общего объема потребляемой энергии до десяти. Это ведет к тому, что если не вмешается правительство, ядерные энергоблоки будут заменены газовыми установками и значительно увеличится количество парниковых газов, выделяемых в Великобритании. Однако многие ведущие страны, в том числе Швеция, Италия, Бельгия, Германия, Голландия, Испания и Швейцария, проводят политику поэтапного сокращения ядерного производства. В этих странах, скорее всего, будет происходить некоторое опоздание по срокам закрытия АЭС, однако от политики свертывания ядерной программы далеко до политики, допускающей новые ядерные заказы. Таким образом, в течение ближайших десяти лет ни в одной европейской стране, вероятнее всего, не произойдет такого резкого роста ядерных мощностей.

В США администрация Буша делает попытки справиться с одним из экономических рисков, а именно с фактором неопределенности продолжительности и стоимости лицензирования, путем предоставления государственных субсидий. Остается только наблюдать, будет ли этих мер достаточно для преодоления недоверия финансовых кругов к атомной энергии. Предприятия не в состоянии строить атомные энергоблоки при отсутствии скрытой поддержки со стороны кредитно-рейтинговых агентств и аналитиков в области капиталовложений.

Этот возобновленный интерес к атомной энергии существует вопреки ее невысоким экономическим показателям во многих странах и в последние годы поддерживается национальными и международными исследованиями, в которых предполагаются гораздо меньшие затраты на производство энергии на новых атомных электростанциях, чем те, которые имели место до сих пор. Однако эти исследования являются довольно противоречивыми, и многие из их фундаментальных предположений кажутся неправдоподобными.

Существуют три причины, почему сложно прогнозировать стоимость электроэнергии и почему такие прогнозы являются неоднозначными:

- Некоторые переменные факторы относятся к процессам, которые не были проверены в промышленном масштабе, в том числе вывод из эксплуатации, ликвидация отходов, особенно это касается долговечных низко-, средне- и высокоактивных отходов. На основе существующего опыта можно сказать, что непроверенные процессы вполне могут стоить гораздо больше, чем предполагается. Поэтому существует большой риск того, что прогнозы по подобным затратам могут оказаться сильно заниженными.
- Для некоторых переменных нет «правильного» ответа. Например, учетная ставка может сильно меняться, пока нет вразумительного общего решения о том, каким образом должно быть гарантировано обеспечение расходов на вывод из эксплуатации.

- Возможно, самым важным является недостаток достоверных обновленных данных по существующим атомным установкам. Известно, что предприятия стараются скрыть информацию по расходам, которые они несут; в течение последних двух десятилетий в Западной Европе было сделано всего несколько заказов, а в Северной Америке ни одного с 1980 года. Следовательно, все новые модели реакторов в той или иной степени не испытаны.

В течение последних сорока лет существовала большая разница между техническими характеристиками на существующих атомных электростанциях и прогнозируемыми характеристиками для новых установок. Эти прогнозы почти постоянно демонстрировали излишнюю оптимистичность. Расхождение с ожидаемыми характеристиками так же велико, как и разница между современными прогнозами по экономическим показателям атомных реакторов следующего поколения и этими же показателями на существующих установках. Несмотря на то, что в прошлом подобные предположения не оправдывались, это вовсе не означает, что сегодняшние прогнозы тоже окажутся ошибочными; однако это означает, что к прогнозам, предусматривающим значительные улучшения в характеристиках, следует относиться с некоторым скептицизмом.

Самыми важными исходными предположениями являются стоимость строительства, производительность, эксплуатационные затраты и стоимость капитала/учетная ставка.

На протяжении последних десяти лет или даже больше общепринятой точкой зрения в ядерной промышленности остается то, что расходы на строительство должны быть примерно равными 1000 долларам за киловатт, чтобы ядерное производство могло конкурировать с газовыми установками замкнутого цикла (для которых затраты на строительство примерно равны 500 долларам за киловатт). Даже самые оптимистичные исследования не прогнозируют затраты на строительство в размере 1000 долларов за киловатт. Тем не менее, тот факт, что прогнозы сходятся около отметки расходов на уровне 2000 долларов за киловатт, наводит на мысль, что модели реакторов производятся с учетом запланированного объема затрат. Если начавшийся пару лет назад рост цен на газ будет продолжаться, это приведет к повышению уровня стоимости строительства, на котором ядерная энергетика может быть по-прежнему конкурентоспособной, хотя кажется маловероятным, что она окажется в состоянии покрыть расходы на строительство, если они увеличатся вдвое против ожидаемых.

Очевидно, что модели не должны создаваться без учета экономических ограничений. Однако главным моментом в оценке подобных проектов является реалистичность этих прогнозов. В частности, необходимо обратить внимание на то, в какой степени ожидаемого значительного снижения расходов, по сравнению со стоимостью существующего поколения установок, предполагается достичь путем улучшения конструкции, и на то, насколько глубоко эти прогнозы опираются на меры по сокращению расходов, которые в условиях длительной эксплуатации окажутся неблагоприятными.

Следует напомнить, что в 1960-х, когда выяснилось, что экономические показатели атомной энергетики ниже ожидаемых, снижение расходов было достигнуто путем экономии на материалах и резкого увеличения масштабов строительства; оглядываясь назад, сейчас можно признать, что эти меры были опрометчивыми, судя по тому, как они отразились на эксплуатационных характеристиках установок. Например, парогенераторы в реакторах типа PWR нуждаются в дорогостоящей замене с закрытием установки примерно на год уже после пятнадцати лет эксплуатации, так как использованные материалы были недостаточно износостойкими.

В прогнозах, рассмотренных в данной работе, предполагаемая стоимость строительства составляет в среднем 2000 долларов за киловатт. В исследовании Университета Лаппеенранта, которое основывается на реальной стоимости контракта, используется значительно более высокая прогнозируемая стоимость строительства. Следует отметить, что конкурсное предложение Olkiluoto, лежащее в основе финской работы, часто рассматривается как экономически невыгодное.

Другой областью, где ожидаются значительные улучшения эксплуатационных характеристик, являются затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (без учета расходов на топливо),

где прогнозы довольно часто составляют примерно сорок процентов от ныне существующих в Великобритании и приблизительно семьдесят процентов от ныне существующих в США. Прогнозы по эксплуатационным характеристикам обычно предусматривают коэффициент нагрузки на уровне 90 процентов, что гораздо выше до сих пор достигаемого уровня и наравне с коэффициентом, достигнутым на самых надежных установках в мире.

Однако самое сложное и важное предположение касается стоимости капитала. В некоторых случаях, например в прогнозах RAE и IEA/NEA, исходные предположения будут правдоподобными только при условии, что владельцам установки будет предоставлена возможность полной окупаемости. В американских прогнозах используются более совершенные методы определения стоимости капитала, но, учитывая отсутствие прогресса во введении конкуренции на рынке электроэнергии в большинстве штатов США, не очевидно, что эти исследования полностью отражают влияние открытия рынка производства электроэнергии для конкуренции. Если только в структуре электроэнергетической отрасли не произойдет возврат к монополии – что в современных условиях выглядит почти невероятным, – а это будет означать, что владельцы будут эффективно финансироваться налогоплательщиками (при условии наличия правительственного страхования) или потребителями электроэнергии (если будет вновь введено потребительское субсидирование). Неясно, будут ли подобные меры жизнеспособны или приемлемы при действующем законодательстве Европейского Союза, которое запрещает государственную помощь, за исключением особых случаев.

Если владелец установки готов нести значительные экономические риски, скорее всего, будет введена действительная дисконтная ставка не меньше пятнадцати процентов (такой уровень используется PIU), и даже при наличии очень оптимистичных прогнозов по поводу расходов на строительство, эксплуатацию и техническое обслуживание (работы PIU или Чикагского Университета), это приведет к стоимости производства выше четырех фунтов за киловатт-час.

Если нужно построить атомные установки, совершенно очевидно, что без значительных правительственных гарантий и субсидий не обойтись. Эти гарантии и субсидии могут потребоваться на:

- расходы на строительство;
- поддержание уровня производительности;
- расходы по эксплуатации и техническому обслуживанию (без учета расходов на топливо);
- расходы на атомное топливо;
- расходы по выводу из эксплуатации.

Кроме того, могут потребоваться рыночные гарантии на то, что произведенная электроэнергия будет куплена по гарантированной цене. Кажется сомнительным, что в условиях действия антимонопольного закона на территории Евросоюза такой расширенный пакет государственной помощи окажется приемлемым.

Таблица 6. Сравнение исходных предположений в недавних прогнозах относительно стоимости производства энергии на ядерных установках

Прогноз	Расходы на строительство (долларов за киловатт)	Сроки строительства (месяцы)	Стоимость капитала (%)	Коэффициент нагрузки (%)	Расходы по эксплуатации и техническому обслуживанию без учета топлива (фунтов за киловатт-час)	Затраты на топливо (фунтов за киловатт-час)	Срок эксплуатации (годы)	Схема финансирования вывода из эксплуатации	Стоимость производства энергии (фунтов за киловатт-час)
АЭС Sizewell B	4050 5400	86	-	84	2,07	1,26	40	Часть отдельным фондом, часть из оборотных средств	6 ?
Университет Райса									5,0
Ун-т Лаппеенранта	~2340		5	91	0,9	0,36	60		1,6
Подразделение производительности и инноваций	<1500	-	8 8 15	>80			30 15 15		2,31 2,83 3,79
Scully Capital	900 1080 1260 1440	60		90	1,0	0,5	40	£260 млн накапливается за сорок лет эксплуатации	
Массачусеттский Технологический ин-т	2000	60	11,5	85 75	1,5	-	40 25		3,7 4,4
Королевская инженерная академия	2070	60	7,5	90	0,80	0,72	40	Включено в расходы на строительство	2,3
Чикагский ун-т	1000 1500 1800	84	12,5	85	1,0	0,54	40	£195 млн	2,9 3,4 3,9

Канадская ядерная ассоциация	1920	72	10	90	0,88	0,45	30	фонд отчислений. 0,03 фунта за кВт	3,3
IEA/NEA	2000–4500	60–120	5 10	85	0,68–1,6	0,27–1,17	40	Включено в расходы на строительство	1,2–2,7 1,8–3,8
OXERA	2925 первый энергоблок 2070 последний энергоблок			95	0,63	0,54	40	£500млн в виде накопленного фонда после сорока лет эксплуатации	

Примечание:

1. Эксплуатационные расходы на АЭС Sizewell B представляют среднее значение для всех восьми установок компании British Energy, включая семь реакторов AGR и Sizewell B PWR.
2. В работе MIT расходы по эксплуатации и техническому обслуживанию включают стоимость топлива.

Приложение 1: Дисконтирование, стоимость капитала и требуемая норма прибыли

Один из особенно сложных аспектов экономических показателей атомной энергетики касается наблюдения за движением доходов и расходов в разные периоды жизненного цикла атомной установки и приведения их показателей к общему знаменателю в целях сравнительного анализа. Согласно планам Великобритании, с момента размещения ядерного заказа до завершения вывода реактора из эксплуатации может пройти более двухсот лет.

Обычно потоки доходов и расходов, сделанные в разное время, сравнивают, используя методы дисконтированного потока денежных средств (DCF). Эти методы основаны на интуитивно обоснованном предположении, что доход или расход, осуществленный сейчас, будут весить больше, чем расход или доход, заработанный в будущем. Например, чтобы выполнить платежное обязательство в настоящий момент, необходимо оплатить его полную стоимость, но обязательство, которое необходимо погасить через, скажем, десять лет, может быть покрыто путем инвестирования небольшой суммы, а затем набежавшие проценты составят недостающую сумму. По методу DCF все доходы и расходы, осуществляемые в течение времени, приводятся к единому знаменателю путем дисконтирования. Если доход в сто долларов получен в течение одного года и учетная ставка составляет пять процентов, то чистая стоимость этого дохода составляет 95,23 доллара, – а сумма в 95,23 доллара за один год заработает 4,77 доллара, что в результате составит сто долларов. Учетная ставка обычно рассматривается как вмененная стоимость денег, другими словами, норма прибыли (без учета инфляции), которая могла бы быть извлечена, если бы оговоренная сумма была инвестирована в альтернативную технологию.

При относительно низких учетных ставках на период времени в 10 лет или около того и при высоких учетных ставках на более длительные периоды времени результаты дисконтирования могут оказаться весьма влиятельными и расчеты, выполненные с их учетом, требуют тщательного обдумывания. Например, если учетная ставка равна пятнадцати процентам, издержки, понесенные в течение десяти лет на сто долларов, будут иметь чистую приведенную стоимость в размере всего лишь 12,28 доллара. Расходы, понесенные за сто лет, даже если учетная ставка будет только на уровне трех процентов, будут иметь чистую приведенную стоимость в размере 5,20 доллара, в то время как при ставке в пятнадцать процентов, прибыли и издержки за срок, больший, чем пятнадцать лет, имеют незначительную ценность для обычного экономического анализа (см. таблицу 7).

Таблица 7. Влияние дисконтирования: чистая приведенная стоимость

Период дисконтирования (лет)	3%	15%
5	0,86	0,50
10	0,74	0,25
15	0,64	0,12
20	0,55	0,061
30	0,41	0,015
50	0,23	0,00092
100	0,052	-
150	0,012	-

Источник: подсчеты автора

Если применить эти расчеты к атомной установке, функционирующей на конкурентном рынке, где стоимость капитала будет высокой, получится, что затраты и прибыли, которые возникнут спустя, скажем, более десяти лет, будут иметь незначительный вес в оценке экономических показателей атомной установки. Таким образом, за счет увеличения срока службы энергоблока с тридцати до шестидесяти лет будет получен небольшой доход, в то время как расходы на переоборудование, понесенные, скажем, через пятнадцать лет, аналогичным образом будут иметь незначительное влияние.

Что касается вывода из эксплуатации, согласно британским планам, самая дорогая его стадия должна начаться не раньше чем через 135 лет после закрытия реактора, что означает, что очень большие затраты по выводу из эксплуатации будут иметь несущественное влияние даже при очень низкой учетной ставке, соответствующей инвестированию средств в очень надежный объект с низкой нормой прибыли, например в три процента. Если предположить, что расходы на вывод из эксплуатации установки Magnox составляют примерно 1,8 млрд. долларов и что на завершающий этап приходится около 65 процентов общей (недисконтированной) стоимости (1170 миллионов долларов), то сумма в 28 миллионов долларов, инвестированная на этапе закрытия энергоблока, вырастет в достаточной степени, чтобы оплатить финальную стадию вывода из эксплуатации.

Метод DCF подразумевает, что указанная норма прибыли будет действительна в течение всего периода. Если учесть, что даже правительственные облигации, которые обычно считаются самой безопасной формой инвестирования, доступны только в течение тридцати лет и что столетний экономический подъем – явление беспрецедентное в истории, то этому предположению довольно сложно найти обоснование.

Таким образом, в атомной энергетике существует очевидный парадокс: на стадии инвестирования очень высокие учетные ставки (или требуемая норма прибыли) в размере пятнадцати процентов или более применяются для определения эффективности инвестиций, в то время как в отношении фонда вывода объекта из эксплуатации применяются очень низкие учетные ставки для определения степени увеличения фонда.

Ключевым элементом, объясняющим данный парадокс, является риск. Инвестиции в атомные электростанции всегда были рискованными в силу сложности контроля расходов на строительство, нестабильности эксплуатационных характеристик, риска воздействия внешних событий на производство и наличия большого числа процессов, которые не до конца проверены на практике (например, ликвидация высокоактивных доходов и вывод из эксплуатации). В рыночных условиях из-за негибкости стоимостной структуры появляются и дополнительные риски. Большая часть расходов будет понесена независимо от того, будет установка функционировать или нет. Таким образом, дела у атомных установок идут успешно при высоких оптовых ценах (например, успех компании British Energy в 1996-1999 гг.), в то время как при низких оптовых ценах дела идут плохо (например, так было в 2000-2002 гг.). Тот факт, что установка успешно работает на протяжении десяти лет, вовсе не спасет ее от банкротства в плохие годы, и поэтому финансисты будут относиться к инвестированию в атомную энергетику как к чрезвычайно рискованному и будут применять очень высокие процентные ставки, отражающие риск того, что заемные средства легко могут быть потеряны.

Приложение 2: Технологии ядерных реакторов

Атомные реакторы можно в общих признаках классифицировать по используемым в них охладителям и замедлителям. Теплоноситель – это текучая среда (жидкость или газ), которая используется для отвода тепла из активной зоны ядерного реактора в турбину генератора. Замедлитель – это носитель, который снижает скорость нейтронов так, чтобы поддерживать в активной зоне реактора ядерную цепную реакцию. Существует много различных комбинаций охладителей и замедлителей, но среди моделей реакторов, которые сейчас функционируют или предлагаются на рынке, можно выделить четыре возможных охладителя и три замедлителя.

Наиболее общими типами атомных установок являются легководный ядерный реактор под давлением (PWR) и легководный кипящий ядерный реактор (BWR). Эта технология, которая изначально использовалась в двигателях атомных подводных лодок, в качестве охладителя и замедлителя использует обычную воду («легкую воду»). Преимущество воды заключается в ее дешевизне, хотя это и не самый эффективный замедлитель (некоторые нейтроны впитываются молекулами воды вместо того, чтобы «отскакивать» от нее). В результате пришлось увеличить пропорцию активных изотопов урана с 0,7 процента, содержащихся в природном уране, до более чем трех процентов. А это достаточно дорогостоящий процесс.

Недостаток воды в качестве охладителя заключается в том, что вода – это жидкость, и если произойдет разрыв в контуре охладителя, вода закипит и перестанет действовать как необходимо. Поэтому главным преимуществом в дизайне реактора является возможность избежать т.н. «аварии с потерей охладителя». Основное различие между моделями PWR и BWR заключается в том, что в BWR охлаждающая вода доводится до кипения и подается напрямую к генератору, турбине, где пар, созданный в активной зоне реактора, приводит в действие турбину. В модели PWR охлаждающая вода поддерживается в жидком состоянии благодаря давлению. Теплообменник (парогенератор) используется для перевода энергии во вторичный контур, где вода доводится до кипения и приводит в движение турбину. Поэтому модели BWR менее сложные, нежели PWR, но в силу того, что охлаждающая вода проходит напрямую к турбине, радиоактивное загрязнение установки больше. Большинство российских моделей реакторов ВВЭР по сути являются PWR. В Великобритании есть один работающий реактор типа PWR – Sizewell B, но ни одного реактора типа BWR.

На некоторых установках в качестве охладителя и замедлителя используется «тяжелая вода», самой распространенной моделью такого типа является Candu, разработанная в Канаде. В тяжелой воде изотоп водорода дейтерий заменяет самую распространенную форму атома; тяжелая вода является более эффективным замедлителем, и на установках типа Candu можно использовать природный (необогащенный) уран. Однако вся эффективность этой модели уравнивается стоимостью производства тяжелой воды.

Все британские реакторы за исключением Sizewell B охлаждаются углекислым газом, а в качестве замедлителя используется графит. На установках первого поколения (модели Magnox) используется природный уран, однако они не в состоянии длительное время работать на полную мощность, так как углекислый газ в качестве охладителя при контакте с водой слегка окисляется и становится причиной коррозии труб. Установки второго поколения используют обогащенный уран и улучшенные материалы для предотвращения коррозии. Графит является эффективным замедлителем, но по сравнению с водой он очень дорогой; кроме того, к его недостаткам можно отнести воспламеняемость, способность трескаться и деформироваться под воздействием радиации.

На модели РБМК, использованной на Чернобыльской АЭС, в качестве замедлителя применяется графит, а в качестве охладителя – легкая вода.

Стойкий интерес вызывают реакторы, в которых в качестве охладителя используется газообразный гелий, а в качестве замедлителя – графит, – это т.н. высокотемпературные газоохлаждаемые

реакторы с графитовым замедлителем (HTGR). Гелий полностью инертен и является эффективным, хотя и дорогим охладителем. Использование гелия и графита означает, что реактор функционирует при гораздо большей температуре, нежели реакторы, использующие для охлаждения легкую воду или углекислый газ, благодаря чему больше тепловой энергии может быть превращено в электрическую; кроме того, появляются возможности использования части тепла для промышленных процессов при одновременном производстве электроэнергии. Однако, несмотря на исследования, ведущиеся в нескольких странах, включая Великобританию, на протяжении более чем 50 лет, до сих пор ни одной промышленной установки такого типа не было построено, а демонстрационные установки показывают неудовлетворительные результаты.

В последнее время возобновился интерес к технологии HTGR как к способу производства водорода в качестве топлива, которое может прийти на смену бензину. Одной из самых передовых программ является южно-африканская программа, в ходе которой на основе старых немецких технологий создается модульный газоохлаждаемый ядерный реактор с шаровыми ТВЭЛами (PBMR). Эта модель так называется из-за того, что топливные элементы для нее производятся в форме «гольшей» размером с теннисный шар. Однако южно-африканская программа развивается с серьезным отставанием, и модель едва ли будет представлена для промышленных заказов раньше 2015 года.

Приложение 3: Разработчики ядерных реакторов

PWR

В мире было четыре независимых компании-разработчика технологии PWR: Westinghouse, Combustion Engineering (CE), Babcock & Wilcox (B&W) и российский разработчик (производитель ВВЭР).

Технология компании Westinghouse наиболее широко применяется и перенимается с использованием технологических лицензий; основными лицензиатами являются Framatome (Франция), Siemens (Германия) и Mitsubishi (Япония). Установки Westinghouse продавались по всему миру, хотя за последние двадцать пять лет у компании был всего один заказ (АЭС Sizewell B), а ее последний (не отмененный впоследствии) заказ в США был сделан более тридцати лет назад. В 1998 г. BNFL перекупила ядерный отдел Westinghouse, а в июле 2005 года официально объявила о его продаже. Ряд компаний выступает в качестве возможных покупателей. Основной современной моделью Westinghouse является AP-1000, хотя до сих пор не было продано ни одного энергоблока.

Компании Framatome и Siemens отделились от Westinghouse, и в 2000 г. они объединили свой ядерный бизнес, 66 процентов акций которого стали принадлежать Framatome, а оставшиеся – Siemens. В настоящее время Framatome находится под контролем группы Areva, которая принадлежит французскому правительству. Ее основная модель - EPR (Европейский ядерный реактор с водяным охлаждением под давлением); один такой энергоблок компания продала Финляндии, и еще один она рассчитывает продать французскому энергопроизводящему предприятию EDF. Все реакторы типа PWR, работающие во Франции (около шестидесяти), были обеспечены компанией Framatome, которая также экспортировала энергоблоки в Южную Африку, Корею, Китай и Бельгию. Siemens поставила десять из одиннадцати энергоблоков PWR, построенных в Германии, и экспортировала реакторы PWR в Нидерланды, Швейцарию и Бразилию.

Компания Mitsubishi поставляет технологию PWR в Японию, где она уже построила двадцать два реактора; однако компания никогда не пыталась продавать свои установки на международном рынке. Самой современной моделью Mitsubishi считается APWR, тем не менее, процесс размещения заказов неоднократно откладывался и, скорее всего, первый заказ будет сделан в ближайшие пару лет.

Combustion Engineering разработала свой собственный дизайн PWR, который представлен на территории США. За пределами США лицензия на технологию Combustion Engineering была продана Корею. В 1996 г. ядерный отдел компании Combustion Engineering был перекуплен ABB, а затем в 1999 г. компанией BNFL. В настоящее время этот отдел является частью департамента Westinghouse и будет продан вместе с ним, если произойдет продажа Westinghouse. Новейшей разработкой Combustion Engineering является модель System 80+, но Westinghouse не очень активно предлагает эту модель на рынке. Корейский разработчик компания Doosan позаимствовала и доработала эту модель для своих будущих установок (модель получила название APR-1400). Были сделаны пробные попытки продать установки Китаю, но вполне вероятно, что большинство заказов в будущем будет для своего внутреннего корейского рынка.

Компания Babcock & Wilcox (B&W) поставляла реакторы типа PWR собственной разработки на рынок США, но в результате катастрофы на АЭС Three Mile Island, где использовались технологии B&W, интерес к продаже реакторов пропал. Единственный реактор модели B&W, построенный за пределами США, был сооружен в Германии по лицензии; однако в 1998 г. он был закрыт в связи со сложностями, которые возникли вскоре после завершения строительства в 1986 г.; заново реактор пущен не будет.

BWR

Основным конструктором реакторов BWR является американская компания General Electric (GE), которая поставила большое количество установок в США и на международные рынки, например,

в Германию, Японию, Швейцарию, Испанию и Мексику. Обладателями лицензии стали Siemens, Hitachi и Toshiba.

Японские компании-лицензиаты продолжают предлагать BWR в Японии. В настоящее время в Японии тридцать два реактора BWR находятся в рабочем состоянии или на стадии строительства. Несколько первых в своем роде реакторов, находящихся в Японии, были куплены у GE, но остальные заказаны у Hitachi и Toshiba. Современной разработкой этих компаний является ABWR, который первым из реакторов третьего поколения появился в промышленной эксплуатации. Первый энергоблок был завершён в 1996 г., в настоящее время в рабочем состоянии находятся два энергоблока и один на стадии строительства. Кроме того, на Тайване строятся еще два реактора ABWR, поставленных компанией GE. Однако, как и Mitsubishi, компании Toshiba и Hitachi не делали попыток продажи установок на международном рынке. Помимо ABWR, GE разработала еще и реактор типа SBWR, но, по-видимому, в ближайшие несколько лет продаж этой модели не будет.

Компания Asea Atom (Швеция) разработала свой собственный вариант реактора типа BWR, девять таких установок были построены в Швейцарии и две в Финляндии. Asea Atom слилась с Brown Boveri, и образовалась компания ABB, которая, в свою очередь, в 1999 г. была выкуплена BNFL. Компания BNFL больше не предлагает данную модель на рынке.

Candu

Главным поставщиком тяжеловодных реакторов является канадская компания Atomic Energy of Canada Limited (AECL), на счету которой двадцать два энергоблока для Канады, а также поставки в Аргентину, Румынию, Корею и Китай. Кроме того, она продала одну установку в Индию, но в силу некоторых обстоятельств, связанных с проблемой распространения ядерного оружия, с 1975 г. компания не поддерживает отношений с Индией, хотя страна продолжает строить установки на основе этой модели сорокалетней давности.

Аргентина построила три тяжеловодных реактора: один типа Candu и две установки немецкой модели (одна из которых находится в незавершенном состоянии, но никаких строительных работ не производится). В будущем основной разработкой AECL станет усовершенствованный реактор типа Candu (ACR); предполагается, что установка будет производиться в двух модификациях: 750MW (ACR-700) и 1100–1200MW (ACR-1000).

British Energy предоставляло средства на развитие модели ACR-700, но финансирование прекратилось в 2002-м, когда компания обанкротилась и продала свое долевое участие в эксплуатации восьми канадских установок.

Приложение 4: Вывод из эксплуатации

В последнее время проблема вывода ядерных установок из эксплуатации вызывает немалый интерес общественности, поскольку приближается окончание срока службы реакторов, растут прогнозы относительно расходов на вывод из эксплуатации и становятся более видимыми слабые места в схемах обеспечения фондов, предназначенных для покрытия данных расходов.

Обычно процесс вывода из эксплуатации разделяют на три отдельных стадии. На первой стадии из реактора удаляется топливо и обеспечивается безопасность реактора. Время, необходимое для удаления топлива, варьируется в зависимости от вида реактора; на установках, на которых перезагрузка топлива требует остановки реактора, это занимает гораздо меньше времени (т.е. на PWR и BWR). Они разработаны таким образом, что около трети топлива необходимо заменять ежегодно с закрытием установки на несколько недель. Реакторы, на которых перезагрузка топлива не требует остановки реактора (т.е. на AGR и Candu), этот процесс занимает больше времени, так как заправочный механизм непрерывно заменяет небольшие порции топлива, пока реактор находится в процессе работы. Для этого необходимо точное оборудование, которое работает медленно, и процесс уборки всей активной зоны ядерного реактора может занять несколько лет. После того, как топливо убрано, опасности, что реактор может достичь критичности, не существует, и большая часть высокоактивных материалов удалена. До тех пор, пока эта фаза не завершена, установка нуждается в таком же количестве обслуживающего персонала, как если бы она была в рабочем состоянии. Таким образом, существует мощный экономический стимул завершить первую фазу настолько быстро, насколько это возможно в соответствии со стандартами безопасности. В технологическом плане первая фаза достаточно проста, поскольку она по большей части является продолжением той деятельности, которая осуществлялась на установке, когда она находилась в рабочем состоянии. Необходимо отметить, что управление отработавшим топливом не включено в расходы первой фазы.

На второй стадии разбираются и демонтируются незараженные или слегка радиоактивные части реакторной установки. Опять же, для этой сравнительно рутинной работы не требуется никакой специальной квалификации. В экономическом плане оправдано стремление отсрочить эту фазу как можно дальше, чтобы свести к минимуму сумму, которая должна поступить от потребителей для ее оплаты: чем больше задержка, тем более высокие проценты будут накоплены в фонд вывода объекта из эксплуатации. Предельной точкой является момент, когда больше невозможно обеспечивать сохранность и целостность построек и появляется риск их разрушения, который может привести к выбросу радиоактивных материалов. В Великобритании запланировано отсрочить наступление второй фазы примерно на сорок лет после закрытия установки.

Третий этап - удаление активной зоны реактора - самая дорогостоящая и наиболее технологически сложная стадия, требующая дистанционной робототехнической работы с материалами. Также же, как и на второй фазе, экономически выгодно откладывать эту работу до тех пор, пока это не становится небезопасно; по британским расчетам подобная отсрочка может составить 135 лет.

В идеальном варианте в конце третьей фазы земля должна освободиться для неограниченного использования, другими словами, уровень радиоактивности не должен быть выше уровня незагрязненной почвы. Но на практике это не всегда оказывается возможным, и случается, что остаются «грязные» участки, как, например, в Шотландии, где функционировал демонстрационный реактор на быстрых нейтронах Dounreay и где использование земли, скорее всего, будет ограничено в течение неопределенного периода времени из-за высокого уровня заражения.

Из эксплуатации было выведено очень мало установок, отслуживших полный срок службы, поэтому расходы на вывод из эксплуатации точно не установлены. Необходимые действия были успешно продемонстрированы в небольшом масштабе, но пока они не будут осуществлены на крупномасштабных установках, процесс нельзя назвать проверенным: в ядерной сфере многие

процессы, работавшие в мелком масштабе, сталкивались с проблемами при выходе на промышленный масштаб.

Большая часть расходов на вывод из эксплуатации приходится на удаление наработанных радиоактивных отходов. Расходы на захоронение отходов в современных могильниках тоже точно не определены, особенно это касается долгоживущих отходов средней и высокой активности в силу недостатка опыта строительства соответствующих мест захоронения отходов.

Эта неопределенность отражается в оценках расходов на вывод из эксплуатации. Обычно они рассчитываются как процент от расходов на строительство (возможно, 25 процентов). Принимая во внимание, что расходы на вывод из эксплуатации имеют ограниченное отношение к расходам на строительство, это доказывает лишь то, как мало известно о расходах.

Типичная разбивка прогнозируемой недисконтированной стоимости вывода из эксплуатации выглядит следующим образом: шестая часть на первую фазу, третья часть на вторую и половина на третью. Компания British Energy должна была управлять отдельным фондом, чтобы оплатить вывод своих энергоблоков из эксплуатации, несмотря на то, что первый этап должен был быть оплачен за счет наличных средств. BNFL, которой принадлежали установки Magnox до того, как в апреле 2005 г. они были переданы Службе по выводу из эксплуатации ядерных объектов Великобритании, находится в государственной собственности, а согласно политике министерства финансов, на государственных компаниях не разрешено использовать отдельный фонд. British Energy установила учетную ставку в три процента на первые восемь лет и в размере ноль процентов на последующий период, в то время как BNFL установила 2,5 процента на неопределенный срок. В 2003/04, British Energy увеличила процентную ставку до 3,5 процентов.

Если мы предположим, что общая стоимость вывода из эксплуатации в размере 1,8 млрд. долларов разделена на фазы, как упоминалось ранее, и первая фаза начинается сразу же после закрытия установки, вторая фаза – через сорок лет, и третья – через 135 лет, то дисконтированные и недисконтированные расходы будут такими, как представлено в таблице 8.

Таблица 8. Таблица расходов на вывод из эксплуатации (млн фунтов)

	Недисконтированные расходы	British Energy (3%)	British Energy (3,5%)	BNFL (2,5%)
Фаза I	300	300	300	300
Фаза II	600	184	151	223
Фаза III	1200	113	76	41
Общая	1800	597	527	574

Источник: расчеты автора

Ожидается, что расходы по выводу из эксплуатации британских газоохлаждаемых реакторов будут очень высокими в силу их больших размеров и огромного количества производимых отходов. PWR и BWR являются более компактными, и расходы по ним, возможно, будут втрое меньше (т.е., расходы по Sizewell B будут составлять примерно 540 млн. долларов).

Различные меры используются для того, чтобы, в соответствии с принципом «загрязнитель платит», тот, кто потребляет произведенную электроэнергию, платил за вывод из эксплуатации. Согласно всем методам, если в расчетах расходы по выводу из эксплуатации были преуменьшены, произойдет нехватка средств и будущим налогоплательщикам неизбежно придется их заплатить. В Великобритании прогнозируемые расходы по выводу из эксплуатации для Magnox увеличились раза в четыре за последние двадцать лет, и это еще до проведения самых сложных работ.

Наименее надежным методом сбора средств является текущий метод, при котором компания создает резервные средства на случай вывода из эксплуатации. Резервные средства собираются с потребителей, но компания имеет полное право инвестировать их любым подходящим способом, и эти резервы существуют как часть активов компании. Этот метод может заслуживать доверия, только если предположить, что компания будет существовать, пока процесс вывода из эксплуатации не завершится, и ее активы будут по крайней мере составлять предполагаемую норму при-

были. Недостаток данного метода проявился, когда Центральное электроэнергетическое управление (Central Electricity Generating Board/CEGB) было приватизировано (компания, которая владела установками в Англии и в Уэльсе до приватизации 1990 года). Около 1,7 млрд. долларов резервных средств были собраны потребителями, однако компания была продана лишь за треть номинальной стоимости ее активов, таким образом, фактически две трети средств было потеряно. Правительство не передало компании, которая унаследовала атомные энергоблоки, никакой части выручки от продажи, и в связи с этим остатки средств были утрачены.

Более надежным представляется метод создания отдельных (сегрегированных) фондов, согласно которому в течение всего срока действия установки потребители выплачивают средства, которые накапливаются в особый фонд, к которому предприятие-владелец не имеет доступа, и управление которым происходит независимо. Средства фонда инвестируются только в очень надежные капиталовложения, дабы свести к минимуму риски утраты фонда; подобные инвестиции обычно приносят не более трех процентов. Когда возникает необходимость вывода из эксплуатации, компания-владелец установки может начать использовать средства из этого отдельного (сегрегированного) фонда. И опять же, риски, возникающие в этом случае, можно продемонстрировать на британском примере. Сегрегированный фонд British Energy не покрыл расходы первой фазы, несомненно, самой дорогостоящей стадии в условиях дисконтирования (около половины), в то время как компания разорилась задолго до того, как срок службы ее установок завершился; правительство вынуждено было спасти компанию, и большая часть расходов по выводу из эксплуатации ляжет на плечи будущих налогоплательщиков.

Возможно, риск недостаточного обеспечения средств на вывод из эксплуатации будет наименьшим в том случае, если в момент ввода установки в эксплуатацию создать, сегрегированный фонд, на котором будет достаточно средств на вывод из эксплуатации после завершения срока службы. Если предположить, что срок службы равен тридцати годам, а учетная ставка – трем процентам, требуемая сумма будет составлять примерно сорок процентов от недисконтированной суммы. Таким образом, если недисконтированная сумма расходов на вывод из эксплуатации составляет 25 процентов от стоимости строительства, сумма, которая должна быть помещена в фонд, будет равна десяти процентам от расходов на строительство. Однако даже эта схема будет неэффективной, если придется вывести из эксплуатации раньше предусмотренного срока, или если расходы на вывод из эксплуатации были занижены при расчетах, или же если вложенные средства не достигли ожидаемого коэффициента окупаемости.

В целом, суммы, необходимые на вывод из эксплуатации, скорее всего, будут высокими. Но даже в случае применения схемы, направленной на уменьшение риска недостаточного обеспечения средств на вывод из эксплуатации, если оценка расходов произведена верно, воздействие на общую стоимость будет ограниченным в силу эффекта дисконтирования.

Фонд имени Генриха Бёлля

Фонд Генриха Бёлля является политическим фондом, близким к партии «Союз 90/Зелёные» (Германия), располагающимся на Hackesche Höfe в сердце Берлина. Фонд обладает самостоятельным юридическим статусом и в своем нынешнем виде существует с 1997 г..

Приоритетной задачей Фонда является политическое просвещение в пределах Германии и за границей, содействие расширению участия граждан в общественной и политической жизни, углублению взаимопонимания между народами.

Фонд поддерживает деятельность в области искусства и культуры, науки и исследований, а также международного сотрудничества. Его деятельность нацелена на достижение справедливого миропорядка. Фонд пропагандирует фундаментальные политические ценности, такие как экология, демократия, гендерное равенство, солидарность и отказ от насилия.

Посредством международного сотрудничества и взаимодействия с партнерами – в настоящее время осуществляется около 100 проектов в почти 60 странах – Фонд стремится усиливать экологическую и гражданскую активность на глобальном уровне, способствовать обмену идеями, всегда быть наготове.

Сотрудничество Фонда Генриха Бёлля с партнерами в области общественно-политических образовательных программ носит долгосрочный характер. Важную роль здесь играют программы обменов и программы обучения для активистов, которые увеличивают обмен опытом и улучшают политическое взаимодействие.

Фонд Генриха Бёлля имеет приблизительно 180 постоянных сотрудников и приблизительно 320 членов, которые обеспечивают финансовую и нематериальную помощь.

Ральф Фукс и Барбара Унмусиг входят в управляющий совет. Доктор Биргит Лобак – генеральный директор Фонда.

Два дополнительных органа образовательной работы Фонда: «Зелёная Академия» и «Феминистский Институт».

В настоящее время Фонд имеет представительства в США и на арабском Ближнем Востоке, в Афганистане, Боснии и Герцеговине, Бразилии, Камбодже, Хорватии, Чешской Республике, Сальвадоре, Грузии, Индии, Израиле, Кении, Ливане, Мексике, Нигерии, Пакистане, Польше, России, Южной Африке, Сербии, Таиланде, Турции, и офисе для ЕС в Брюсселе.

В 2005 г. Фонд имел в своём распоряжении почти 36 миллионов €.

Heinrich Böll Stiftung, Hackesche Höfe, Rosenthaler Str. 40/41, D-10178 Berlin, Germany, Tel: +49-30 285 340, Fax: +49-03 285 31 09, info@boell.de; www.boell.de

Ядерная энергия: миф и реальность – является одной из шести публикаций Фонда Генриха Белля, посвященных проблемам атомной энергетики. Публикации приурочены к 20-летней годовщине аварии на Чернобыльской АЭС. Издание дает современный обзор происходящих в настоящий момент дебатов относительно использования атомной энергии в мире. Целью издания является предоставление исследовательской информации специалистам, журналистам, активистам, общественности.

Серия публикаций, посвященных ядерным проблемам

Редактор: Феликс Кристиан Маттес

Ядерная энергия: мифы и легенды. Автор: Г. Розенкранц

Ядерный реактор как источник опасности. Автор: А. Фроггатт

Ядерный топливный цикл. Авторы: Кройш, В. Ньюманн, Д. Аппель, П. Диль

Ядерная энергия и проблема ядерного распространения. Автор: О. Нассауэр

Экономические аспекты ядерной энергетики. Автор: С. Томас

Ядерная энергия и климатические изменения. Автор: Ф. Кр. Маттес



В соавторстве с

Публикации по проблемам ядерной энергетики на www.boell.de/nuclear