

БЕЛАЯ КНИГА ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ



Министерство Российской Федерации
по атомной энергии

БЕЛАЯ КНИГА ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Под ред. проф. Е.О. Адамова

Москва
2001

УДК 621.039

Авторы: Адамов Е.О., Большов Л.А., Ганев И.Х., Зродников А.В., Кузнецов А.К., Лопаткин А.В., Мастепанов А.М., Орлов В.В., Рачков В.И., Смирнов В.С., Солонин М.И., Ужанова В.В., Черноплеков Н.А., Шаталов Г.Е.

Ответственный редактор А.В. Джалавян

Б-01 Белая книга ядерной энергетики/Под общ. ред. проф. Е.О. Адамова/
М.: Изд-во ГУП НИКИЭТ. 2001.

ISBN5-86324-035-0

XX век часто называют веком ядерным. Человечество в полной мере испытало на себе как созидательные, так и разрушительные возможности ядерной энергии. Для ядерного оружия был пройден весь цикл – от создания, совершенствования и, к сожалению, военного применения до начала реализации планов по его сокращению и ликвидации. В конечном счете, перед человечеством встала задача полностью отказаться от наличия этого вида оружия в арсенале любого государства и, тем более, предупредить его появление в руках каких-либо террористических сил. Судьба ядерной энергетики оказалась более сложной и неоднозначной. Ее возникновение не было вызвано насущными потребностями энергетики второй половины XX столетия. Ядерная энергетика появилась как мирный вариант практического использования созданных военных технологий и встретила на своем пути множество препятствий, обусловленных как ее генезисом, так и инерционностью ядерного сообщества.

В представленной монографии рассматривается вариант развития ядерной энергетики, при котором она может трансформироваться в XXI веке в крупномасштабную энерготехнологию, способную обеспечить основные потребности России и мира в электроэнергии.

Выполненные в России за последние 15 лет работы, аннотируемые в монографии, дают представление о научно-технических основах Инициативы Президента Российской Федерации В.В. Путина, выдвинутой 6 сентября 2000 г. на Саммите тысячелетия в ООН, по энергетическому обеспечению устойчивого развития человечества, кардинальному решению проблем нераспространения ядерного оружия и экологическому оздоровлению планеты Земля.

ISBN5-86324-035-0

- © Минатом России, 2001
- © Изд-во ГУП НИКИЭТ, 2001
- © Авторы, 2001

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	8
ВВЕДЕНИЕ	11
А. Становление ядерной энергетики	11
Б. Современное состояние ядерной энергетики	15
В. Прогнозы развития мировой ядерной энергетики	17
Г. Требования к крупномасштабным энерготехнологиям	22
ЧАСТЬ I. ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИИ XXI ВЕКА: ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ	25
ГЛАВА 1. ОРГАНИЧЕСКАЯ ЭНЕРГЕТИКА	26
1.1. Запасы органического топлива	26
1.2. Международный рынок органического топлива	29
1.3. Цена топлива и конкурентоспособность ТЭС	32
1.4. Выводы	40
ГЛАВА 2. ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА	41
2.1. Запасы топливного сырья	41
2.2. Международный рынок ядерного топлива	42
2.3. Цена ядерного топлива и конкурентоспособность АЭС	42
2.4. Обращение с облученным ядерным топливом	47
2.5. Выводы	49
ГЛАВА 3. ЭНЕРГЕТИКА НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ	50
3.1. Гидроэнергетика	54
3.2. Ветровая энергетика	55
3.3. Геотермальная энергетика	56
3.4. Солнечная энергетика	57
3.5. Приливная энергетика	59
3.6. Энергия биомассы	59
3.7. Выводы	60
ГЛАВА 4. ЭНЕРГИЯ ТЕРМОЯДЕРНОГО СИНТЕЗА	60
4.1. Международный термоядерный экспериментальный реактор	61
4.2. Параметры реактора ИТЭР и сценарии его эксплуатации	62
4.3. Установка токамак	63

4.4. Проекты демонстрационных и энергетических термоядерных реакторов с магнитным удержанием плазмы	68
4.4.1. Термоядерные реакторы для получения электрической и тепловой энергии	68
4.4.2. Чистые термоядерные реакторы	70
4.4.3. Сжигание радиоактивных отходов ядерной энергетики в термоядерных реакторах	71
4.4.4. Источники термоядерных нейтронов	71
4.5. Выводы	72
ВЫВОДЫ. Природные ресурсы и конкурентоспособность	72
ЧАСТЬ II. ТОПЛИВНЫЕ ЦИКЛЫ: ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ	75
ГЛАВА 5. УГОЛЬНЫЙ ТОПЛИВНЫЙ ЦИКЛ	77
5.1. Санитарно-гигиеническая безопасность	77
5.2. Экологическая безопасность	80
5.3. Цена безопасности и конкурентоспособность	82
5.4. Выводы	82
ГЛАВА 6. ГАЗОМАЗУТНЫЙ ТОПЛИВНЫЙ ЦИКЛ	83
6.1. Санитарно-гигиеническая безопасность	83
6.2. Экологическая безопасность	83
6.3. Цена безопасности и конкурентоспособность	86
6.4. Выводы	87
ГЛАВА 7. ЯДЕРНЫЙ ТОПЛИВНЫЙ ЦИКЛ	87
7.1. Санитарно-гигиеническая безопасность	89
7.2. Экологическая безопасность	92
7.3. Последствия аварии на ЧАЭС	94
7.4. Военно-политическая безопасность: нераспространение ядерного оружия	96
7.5. Цена безопасности и конкурентоспособность	99
7.6. Выводы	99
ГЛАВА 8. ЛОКАЛИЗУЕМЫЕ ОТХОДЫ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	100
8.1. Виды отходов	100
8.2. Проблемы обращения с ОЯТ	101
8.3. Переработка и хранение РАО	102
8.4. Окончательное удаление РАО	103
8.5. Дезактивация и реабилитация ядерных объектов, снимаемых с эксплуатации, и территорий	105
ГЛАВА 9. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ЭНЕРГЕТИКИ НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ РЕСУРСАХ	108
9.1. Гидроэнергетика	108
9.2. Ветровая энергетика	110

9.3. Геотермальная энергетика	110
9.4. Солнечная энергетика	110
9.5. Выводы	111
ГЛАВА 10. ВНЕШНЯЯ СТОИМОСТЬ ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА	111
10.1. Внешняя стоимость	111
10.2. Сравнение натуральных показателей внешних стоимостей топливных циклов	114
10.3. Выводы	117
ВЫВОДЫ. Воздействие на окружающую среду и конкурентоспособность	118
ЧАСТЬ III. ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА ЕСТЕСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	121
ГЛАВА 11. ЭВОЛЮЦИЯ РЕАКТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	122
11.1. Первое поколение ЯЭУ	123
11.2. Второе поколение ЯЭУ	125
11.3. Третье поколение ЯЭУ	126
11.3.1. Реакторы корпусного типа	127
11.3.2. Канальные реакторы	139
11.3.3. Реакторы на быстрых нейтронах (РБН)	139
11.4. Основные принципы крупномасштабной ядерной энергетики	141
11.4.1. Воспроизводство ЯТ	141
11.4.2. Естественная безопасность	141
11.4.3. Конкурентоспособность	141
11.5. Выводы	142
ГЛАВА 12. ДЕТЕРМИНИСТИЧЕСКОЕ ИСКЛЮЧЕНИЕ ТЯЖЕЛЫХ АВАРИЙ	143
12.1. Мононитридное топливо и отказ от уранового бланкета	145
12.2. Тяжелый жидкометаллический теплоноситель	146
12.3. Технологическое усиление элементов естественной безопасности	148
12.4. Выводы	148
ГЛАВА 13. РАДИАЦИОННАЯ ЭКВИВАЛЕНТНОСТЬ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ И ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СЫРЬЕВЫХ ЭЛЕМЕНТОВ	150
13.1. Сравнение свойств сырьевых материалов и долгоживущих высокоактивных отходов	150
13.2. Радиационно-миграционная эквивалентность отходов и сырья в трансмутационном ЯТЦ	159
13.3. Радиационный баланс при развитии ядерной энергетики России	165
13.4. Выводы	169

ГЛАВА 14. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА РЕЖИМА НЕРАСПРОСТРАНЕНИЯ	170
Выводы	174
ГЛАВА 15. ДЕМОНСТРАЦИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ: РЕАКТОР БРЕСТ-300	174
15.1. Состав и топливные характеристики активной зоны	174
15.2. Эффекты реактивности и органы регулирования	177
15.3. Конструкция реакторной установки	180
15.4. Радиоактивность теплоносителя	182
15.5. Анализ безопасности реактора БРЕСТ-300	183
15.6. Гипотетические аварии	184
15.6.1. Быстрый ввод большой положительной реактивности	184
15.6.2. Разрушение активной зоны	186
15.7. Слив, замораживание и размораживание свинцового теплоносителя	187
15.8. Радиоактивный выброс при разрушении внешних барьеров	189
15.9. Быстрый реактор БРЕСТ-1200	190
15.10. Сравнение экономических показателей реакторов БРЕСТ-1200, БН-800, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1500	195
15.11. Выводы	196
ГЛАВА 16. РЕАЛИЗАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЕСТЕСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В РЕАКТОРЕ БН-800	197
Выводы	202
ВЫВОДЫ. Естественная безопасность и конкурентоспособность	203
ЧАСТЬ IV. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ РОССИИ И ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА	207
ГЛАВА 17. СТРУКТУРНЫЙ КРИЗИС В ЭНЕРГЕТИКЕ	208
17.1. Энергоемкость национального дохода	208
17.2. Газификация электроэнергетики	211
17.3. Размещение потребления и производства энергоресурсов	214
17.4. Выводы	215
ГЛАВА 18. ИНВЕСТИЦИОННЫЙ КРИЗИС	216
18.1. Нефтяная промышленность	216
18.2. Газовая промышленность	216
18.3. Угольная промышленность	218
18.4. Гидроресурсы	219
18.5. Электроэнергетика	220
18.6. Теплоснабжение	221
18.7. Выводы	222

ГЛАВА 19. КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	223
19.1. Развитие ЯЭ за счет собственных средств	225
19.2. Развитие ЯЭ за счет заемных средств	233
19.3. Смешанное финансирование развития ЯЭ	239
19.4. Продление срока службы АЭС	244
19.5. Выводы	248
ГЛАВА 20. НОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА	250
20.1. Основные принципы новой энергетической политики	250
20.2. Оптимальный вариант развития атомной энергетики	251
20.3. Требования к энергосетям	252
20.3.1. Параметры дальних электропередач	252
20.3.2. Сверхпроводящие кабели	253
20.4. Выводы	256
ГЛАВА 21. ЭТАПЫ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ В ПЕРВОЙ ПОЛОВИНЕ XXI ВЕКА	257
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	258
Список литературы	263
Список сокращений	267

ПРЕДИСЛОВИЕ

Сегодня ядерная энергетика, одна из самых молодых отраслей в мировой экономике, фактически завершает первый этап своего развития. Последнему отрезку этого этапа сопутствуют сложные и противоречивые процессы. С одной стороны, развитые в промышленном отношении страны Северной Америки и Западной Европы в условиях стабилизации топливного рынка, эффективной политики энергосбережения и энергонасыщения экономики сворачивают или сокращают свои ядерные программы. С другой стороны, значительный рост народонаселения и высокие темпы экономического развития развивающихся стран Азии, Африки, Южной Америки требуют адекватного увеличения энергопроизводства. В стремлении удовлетворить растущие потребности в энергии они во многом повторяют не во всем удачный путь, пройденный развитыми странами, в том числе и в области использования ядерной энергии.

Существующие ядерные технологии не решают в полном объеме многих острых вопросов, порожденных ядерной энергетикой, и, будучи воспроизведенными развивающимися странами, приведут их к тем же проблемам, с которыми пришлось столкнуться ведущим ядерным державам на рубеже двух веков.

Вместе с тем, вступив в третье тысячелетие, человечество не может похвастаться гармоничными условиями жизни для всех его членов. Известно, что 20 % населения планеты потребляют сегодня 60 % мирового энергопроизводства, а более 2 миллиардов человек проживают с уровнем душевого потребления электроэнергии менее 1000 кВт·ч/год (Норвегия – 25 тыс. кВт·ч/год, Эфиопия – 25 кВт·ч/год). Примерно такое же количество людей на нашей планете вообще не пользуется промышленными источниками энергии, и к 2020 г. их число может удвоиться.

Увеличение общемировых потребностей в топливе и энергии при ресурсных и экологических ограничениях энергетике на ископаемом топливе делает актуальной разработку новой энергетической технологии, удовлетворяющей трем главным требованиям, сформулированным МИРЭС – доступность, надежность и приемлемость. Научный и технический уровень, достигнутый в области возобновляемых источников энергии и управляемого термоядерного синтеза, не позволяет пока рассматривать их в качестве конкурентоспособных вариантов крупномасштабного замещения органического топлива в XXI веке.

Почти полувековое развитие ядерной энергетике также не дало пока человечеству технологии, способной конкурировать с традиционной энергетикой в планетарном масштабе. Тем не менее, по глубокому убеждению авторов предлагаемой книги, именно новая ядерная технология позволит решить эту задачу в ближайшие десятилетия.

Ядерная энергетика обладает важными принципиальными особенностями по сравнению с другими энерготехнологиями:

- ядерное топливо имеет в миллионы раз большую концентрацию энергии и неисчерпаемые ресурсы;
- отходы ядерной энергетике имеют относительно малые объемы и могут быть надежно локализованы, а наиболее опасные из них можно “сжигать” в ядерных реакторах.

Это открывает принципиально новые возможности и перспективы:

- в реализации такого топливного цикла, при котором из ограниченных природных запасов топливного сырья в течение тысячелетий можно получать необходимое количество энергии для удовлетворения энергопотребности человечества при любом прогнозируемом сценарии развития цивилизации;
- в осуществлении такого замкнутого технологического цикла, при котором воздействие ядерной энергетики на окружающую среду будет существенно меньше, чем воздействие других традиционных энерготехнологий;
- в развитии энергетики для удаленных районов и для крупных транспортных средств;
- в замещении ядерным топливом органического топлива, которое в отличие от первого может быть эффективно использовано для других целей: химического синтеза, транспорта и т.д.

Таким образом, ядерная энергетика потенциально обладает всеми необходимыми качествами для постепенного замещения значительной части энергетики на органическом топливе и становления в качестве доминирующей энерготехнологии.

Создание необходимых предпосылок и реализация принципиальных особенностей ядерной энергетики должны составлять основное содержание стратегии ее развития: востребованность принципиальных особенностей ядерной энергетики будет означать востребованность *крупномасштабной ядерной энергетики*.

Значение развития ядерной технологии и ядерной энергетики для России определяется ее национальными интересами:

- ядерные технологии в рассматриваемый период остаются основой обороноспособности России;
- ядерная энергетика без ограничений со стороны дешевого и общедоступного топлива открывает новые возможности в развитии экономики России;
- необходимость экспортного использования органического сырья в течение определённого времени может быть компенсирована более активным развитием ядерной энергетики;
- крупномасштабная ядерная энергетика переносит центр тяжести в энергетическом производстве с топливодобывающих отраслей и транспортировки топлива на современные наукоемкие ядерные и сопутствующие неядерные технологии, а в экспорте - с топливного сырья на продукцию этих технологий, что даст новый импульс социальному и культурному развитию России;
- развивающаяся ядерная энергетика позволит избежать опасностей, связанных с исчерпанием органического топлива и международными конфликтами из-за его источников, что будет способствовать стабилизации международной обстановки;
- вовлечение плутония из сокращаемых ядерных боеголовок и ядерного топлива (ЯТ) в сбалансированный по нему замкнутый топливный цикл быстрых реакторов будет способствовать режиму нераспространения; с переводом в дальнейшем тепловых реакторов в торий-урановый цикл, построенный подобным образом, отпадет нужда в технологиях обогащения урана и выделения плутония или ^{233}U , что будет являться важной технологической предпосылкой к полному запрещению ядерного оружия и значительным фактором увеличения глобальной безопасности.

Важнейшим политическим выводом из критического анализа современного состояния мировой энергетики и экологии стала Инициатива Президента Российской Федерации В.В. Путина по энергетическому обеспечению устойчивого развития человечества, кардинальному решению проблем нераспространения ядерного оружия и экологическому оздоровлению планеты Земля, выдвинутая им на Саммите тысячелетия в ООН 6 сентября 2000 г.

Предложенное в ней постепенное исключение из использования в мирной ядерной энергетике обогащенного урана и чистого плутония означает намерение создать новое поколение реакторов на быстрых нейтронах без уранового blankets, с ядерным топливом равновесного состава без выделения чистого плутония при переработке облученного ядерного топлива. Этот подход предполагает постепенно заменить существующую сегодня ядерную энергетику с ее проблемами безопасности, нераспространения, ресурсными и экологическими ограничениями *новой ядерной технологией* с практически неограниченной обеспеченностью топливными ресурсами, исключением тяжелых аварий, экологически приемлемым способом производства энергии и утилизацией отходов без нарушения природного радиационного баланса, технологическим усилением режима нераспространения ядерного оружия и обеспечением высокой экономической конкурентоспособности.

В 1998 г. в ГУП НИКИЭТ с привлечением специалистов предприятий отрасли, Российской академии наук и вузов была подготовлена и выпущена “Белая книга ядерной энергетики” [1]. С учетом одобренной Правительством Российской Федерации “Стратегии развития атомной энергетики России в первой половине XXI века” [2], результатов научно-исследовательских работ, выполненных в отрасли за время после первого издания “Белой книги”, Минатомом России подготовлено ее второе издание.

Россия взяла на себя инициативу по выработке долговременной стратегии развития ядерной энергетики, что вполне соответствует ее традиции и статусу в этой области, ее собственным интересам и глубоким интересам мирового сообщества. Хочется надеяться, что эта книга будет способствовать осознанию необходимости реализации изложенных в ней принципов трансформации современной ядерной энергетики в крупномасштабную энерготехнологию.

ВВЕДЕНИЕ

А Становление ядерной энергетики

Для периода становления ядерной энергетики характерны следующие моменты:

- отсутствие прямой необходимости в ядерной энергетике и с точки зрения дефицита традиционных энергоресурсов, и с точки зрения экономической целесообразности;
- ядерная энергетика началась с гражданского использования тепловых реакторов на ^{235}U , освоенных сначала в военной отрасли для производства плутония и трития (графитовые и тяжеловодные реакторы), затем для атомных подводных лодок (легководные реакторы);
- ядерная энергетика в ядерных державах получила от соответствующей военной отрасли промышленность топливного цикла в готовом виде.

Что же привело к возникновению, по сути, "оружейной" энергетики тогда, когда в ней не было прямой необходимости?

Во-первых, новая набравшая силу ядерная технология активно расширяла сферу своего применения и границы на рынке технологий.

Во-вторых, важную роль сыграло осознание уже в 40-е годы открываемой ядерным бридингом возможности овладения неисчерпаемыми ресурсами дешевого топлива, что делало атомную энергетiku естественной преемницей органической энергетики и требовало заблаговременной подготовки.

Немаловажными оказались политические и моральные мотивы противопоставления беспрецедентной разрушающей способности ядерного оружия и неограниченных энергетических возможностей ядерной энергетики.

На основе положительного опыта эксплуатации первых гражданских ядерно-энергетических установок (ЯЭУ) сформировалось представление о двухэтапном развитии ядерной энергетики:

- энергетика на тепловых реакторах и накопление в них плутония для запуска и параллельного освоения быстрых реакторов;
- развитие на основе быстрых реакторов крупномасштабной ядерной энергетики, постепенно замещающей традиционную энергетiku на ископаемом органическом топливе.

Стратегической задачей являлось овладение на основе ядерного бридинга неисчерпаемыми ресурсами дешевого топлива – урана и, возможно, тория. На опытном быстром реакторе EBR-1 (США, 1952 г.) впервые было получено "ядерное электричество", а реакторы БР-5 и БОР-60 (СССР) с оксидным топливом и натриевым охлаждением послужили прототипом первых АЭС этого типа, пущенных в 70-80-е годы в СССР (БН-350, БН-600), Франции (PHENIX, SUPERPHENIX) и Великобритании (PFR).

Тактической задачей было использование тепловых реакторов на ^{235}U (освоенных для производства оружейных материалов - плутония и трития, а также для атомных подводных лодок) с целью производства энергии и радиоизотопов для народного хозяйства и накопления энергетического плутония для быстрых реакторов. Энергетические реакторы после первой АЭС (СССР, 1954 г.) были построены в Англии, США и Канаде. На их основе в 50-70-е годы в ряде стран произошел бурный старт ядерной энергетики.

Тепловые реакторы на ^{235}U используют менее 1% энергетического потенциала природного урана. При этом ресурсы приемлемого для них дешевого урана (по современным данным около 10 млн т из 10^{14} т в земной коре) меньше ресурсов нефти и газа и много меньше - угля. Поэтому тепловые реакторы на ^{235}U могут давать вклад в мировую энергетику лишь ограниченное время (рис. А).

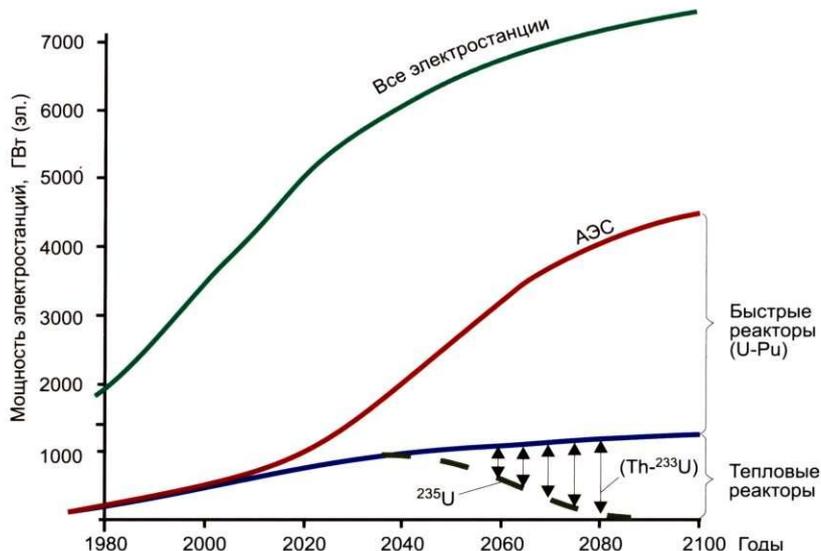


Рис. А. Ориентировочный сценарий роста ядерных энергогенерирующих мощностей (при потенциальных запасах дешевого урана ~10 млн т)

Считалось, что по мере накопления тепловыми реакторами плутония для запуска и освоения быстрых реакторов может быть развита ядерная крупномасштабная энергетика, постепенно замещающая традиционную, не имеющая в дальнейшем ограничений со стороны ресурсов дешевого топлива, так как для реакторов с $\text{KB} \geq 1$, полностью использующих природный уран или торий, приемлемы бедные месторождения последних с практически неисчерпаемыми ресурсами.

Два обстоятельства сильно повлияли на процесс становления ядерной энергетики:
 ■ высокие темпы роста традиционной энергетики в послевоенные десятилетия (в мире - 5-7%/год, в СССР - до 12 %/год) требовали от ЯЭ еще более высоких темпов;

■ успехи ядерных технологий в военной области и первых АЭС породили амбициозные желания создать к концу века ядерную энергетику масштаба тысяч гигаватт, что озвучивалось в докладах на VII конгрессе МИРЭК (1968 г.) и Женевской конференции (1971 г.). В документах КАЭ США назывались уровни 850-1400 ГВт, в СССР - 600 ГВт.

В начале 60-х годов эта стратегия была зафиксирована в документах Минсредмаша СССР и затем конкретизировалась в планах и программах, в которых, однако, масштабы развития ЯЭ постепенно снижались.

Стратегия быстрого роста основывалась на привлекательности экономики АЭС первого поколения и еще более - на чрезвычайно завышенных прогнозах роста электроэнергетики в отдельных странах и в мире в целом. Анализ развития мировой энергетики показывает, что именно снижение прогнозов потребности в энергии в первую очередь привело к отказу от стратегии быстрого роста ЯЭ. При всех усовершенствованиях АЭС на основе тепловых реакторов первого поколения, которые

были сделаны после известных крупных аварий, экономические показатели этих АЭС в СССР и во всем мире оставались вполне приемлемыми, т.е. конкурентоспособность АЭС второго поколения в основном сохранялась, несмотря на то, что стоимость вырабатываемой электроэнергии заметно увеличилась, так как аналогичные процессы роста стоимости происходили и в энергетике на органическом топливе.

Развитие мирной ядерной энергетики началось в 1954 г. с пуском в СССР первой атомной электростанции в г. Обнинске. Мощность первой АЭС была всего 5 МВт (эл.), но за ней последовало бурное строительство АЭС во всем мире.

К 80-м годам в мире насчитывалось около 300 действующих ядерных реакторов общей установленной мощностью ~ 200 ГВт (эл.). Ядерная энергетика производила около 10 % мирового количества электроэнергии. Таким образом, всего за четверть века мощность ЯЭ возросла с 5 до 200 тыс. МВт. Трудно найти в истории пример подобного быстрого внедрения новой энергетической технологии в жизнь общества. Как уже отмечалось, такие темпы во многом определялись государственными инвестициями в реакторную базу и топливный цикл, развивавшиеся в военных целях.

Были разработаны тепловые реакторные блоки с ядерным перегревом пара (АМБ-I и АМБ-II, Pathfinder) и реакторы новых типов, не имеющие аналогов в военной технике: высокотемпературные графитовые реакторы с гелиевым охлаждением и “микротопливом” (Англия, США, Германия), реакторы, охлаждаемые органическим теплоносителем, и с циркулирующим жидкосольевым топливом (США). Однако эти направления не вышли за пределы первых опытных образцов.

Предприятия топливного цикла (добыча и обогащение урана, переработка топлива) использовали военные разработки, в том числе газодиффузионную и центрифужную для обогащения урана, водные методы извлечения плутония и урана (Пурекс-процесс). В Англии, Франции и СССР были построены заводы по водной переработке топлива в расчете на скорый ввод быстрых реакторов, использующих плутоний. Были развиты в опытном порядке и другие (неводные) технологии переработки топлива - газотриодидный и электролиз из расплава солей.

Задержка с широким вводом быстрых реакторов привела в некоторых странах к использованию плутония в тепловых реакторах.

Главным стратегическим требованием к быстрым реакторам считались короткие времена удвоения плутония: T_2 ~6-8 лет (назывались и 3 года), которые достигаются большими коэффициентами воспроизводства (КВ) и высокой энергонапряженностью топлива. Для этого были нужны урановый бланкет, легкий теплопроводный теплоноситель (натрий), сокращенное время выдержки облученного топлива перед переработкой (рассматривались 0,5-1 год вместо обычных 3 лет). При этом, однако, для ускорения дела использовали наиболее освоенное оксидное топливо с низкими плотностью и теплопроводностью, что не позволяло достичь больших КВ и высокой энергонапряженности, а плотные и теплопроводные монокарбиды, мононитриды, металлические сплавы урана и плутония находились в стадии исследования. В результате требуемое время удвоения плутония в созданных быстрых реакторах достигнуто не было, что породило множество концепций ускоренного бридинга:

- быстрый реактор с металлическим топливом, охлаждаемый гелием высокого давления, с очень высоким КВ;
- быстрый реактор с расплавленным металлическим топливом, циркулирующим вместе с натриевым теплоносителем;
- быстрый реактор с диссоциирующим газом N_2O_4 в прямом одноконтурном газотурбинном цикле при умеренных температуре и давлении.

Рассматривались и более экзотические концепции ускоренного производства плутония:

- гибридный термоядерный реактор;
- μ -каталитический реактор;
- еще с 50-х годов в СССР, как и в США, затем в Канаде, разрабатывалась концепция электроядерного (ускорительного) бридинга.

В 80-е годы в СССР было проведено тщательное технико-экономическое исследование последней концепции. Анализ показал, что при использовании сильноточного ускорителя с энергией протонов 1 ГэВ с низким темпом ускорения стоимость производства плутония в U-мишени оказывалась слишком большой, на уровне стоимости получения ^{235}U из урана морской воды. Был сделан вывод, что судьба этого направления зависит от прогресса в ускорительной технике. В настоящее время эта концепция трансформировалась в подкритический реактор с подсветкой нейтронами, генерируемыми пучком гигаэлектронвольтных протонов, для трансмутации долгоживущей части радиоактивных отходов. Это отвечает современной ситуации в США и Западной Европе: свертывание программ развития ядерной энергетики и работ по быстрым реакторам, хотя при их широком использовании задача трансмутации может быть решена без специальных реакторов-выжигателей.

Амбициозные программы развития уже в XX веке ядерной энергетики крупных масштабов оказались и не востребованными и не подготовленными технически:

- крупные аварии на АЭС “Три-Майл-Айленд” и Чернобыльской АЭС указали на неприемлемый уровень безопасности АЭС первых поколений;
- строительство быстрых реакторов ограничилось первыми опытными блоками ввиду их большей по сравнению с тепловыми стоимостью, а вопросы топливообеспечения на длительную перспективу отошли на второй план;
- не нашли приемлемого решения проблемы обращения с отдельными видами облученного ядерного топлива (ОЯТ) и с радиоактивными отходами (РАО);
- не найдено надежное решение проблемы нераспространения ядерного оружия.

Таким образом, первая стратегия развития ядерной энергетики - стратегия быстрого роста на быстрых реакторах, не была осуществлена ни в одной стране.

Тем не менее, в результате попытки ее реализации произошло фактическое завершение стадии становления ядерной энергетики как энерготехнологии, дающей существенный вклад в общее энергопроизводство. Для этой стадии характерно почти повсеместное использование экстенсивных методов решения основных проблем ядерной энергетики:

- **проблема топливных ресурсов** решалась за счет увеличения добычи относительно дешевого урана, что освобождало ядерную энергетику от значительных затрат на замыкание ядерного топливного цикла (ЯТЦ);
- **проблема отходов** решалась в основном за счет расширения хранилищ облученного ядерного топлива, что дало возможность отсрочить существенные расходы на переработку и захоронение высокоактивных отходов ядерной энергетики;
- **проблемы безопасности** новой опасной технологии решались в духе традиционной философии безопасности: наращивание барьеров - систем защиты от наиболее вероятных (проектных) аварий, и увеличение требований к оборудованию и персоналу;
- **проблема нераспространения** решалась усилением контроля со стороны международных организаций за делящимися материалами.

К 80-м годам ЯЭ воспринималась как зрелая промышленная технология с успешным прошлым и перспективным будущим.

Однако именно в это время произошли большие изменения в развитии всей энергетики, в отношении общества к проблемам экологии и к ядерной энергии. Период переосмысления начался с аварии на АЭС “Три-Майл-Айленд”. Катастрофа на Чернобыльской АЭС резко обострила негативное отношение к ядерной энергии. Эти события показали, что решение проблем эксплуатационной безопасности на основе опыта традиционных промышленных технологий, который характеризуется существенной ограниченностью единичного аварийного разрушительного воздействия, неприемлемо для современной ядерной энергетики. Резко возросшие затраты на обеспечение и доказательство безопасности ядерных энергетических установок привели к снижению конкурентоспособности ядерной энергетики.

Б Современное состояние ядерной энергетики

В России сегодня эксплуатируется 29 ядерных энергоблоков общей установленной электрической мощностью 21,2 ГВт. В их числе 13 энергоблоков с реакторами типа ВВЭР, 11 энергоблоков с реакторами типа РБМК, 4 энергоблока типа ЭГП Билибинской АТЭЦ с канальными водографитовыми реакторами и один энергоблок на быстрых нейтронах БН-600. Все энергоблоки, включая быстрый реактор БН-600, работают на обогащенном урановом топливе.

По масштабу развития ядерной энергетики Россия заметно отстает от ведущих стран мира. Для сравнения можно отметить, что в США эксплуатируется 104 ядерных энергоблока, во Франции – 59, в Японии – 53. В настоящее время в 33 странах действуют 436 ядерных энергоблоков общей установленной мощностью ~350 ГВт (эл.).

Несмотря на огромную роль, которую играет ядерная энергетика, сегодня можно говорить об определенном ее кризисе. Об этом свидетельствует наметившаяся перспектива падения ее доли в общем энергопроизводстве, сворачивание ядерных программ и разработок по быстрым реакторам в развитых странах Запада. Кроме того, ядерная энергетика подвергается критике, вплоть до требования ее полного закрытия. И хотя в подобной критике часто присутствует субъективизм, а то и полная необъективность, следует признать, что веские основания для критики имеются. Ядерная энергетика, как и любая технология, требует совершенствования. Более того, имеются и особые основания для обостренного внимания к ней:

- потенциальная опасность аварий с большим экологическим и экономическим ущербом (реальность этой опасности подтверждена рядом аварий);

- накопление высокоактивных и долгоживущих отходов;

- связь ядерной энергетики с опасностью распространения ядерного оружия.

С учетом глобальной роли ядерной энергетики в мировой энергетической системе можно выделить следующие основные проблемы современной ядерной энергетики:

- обеспечение ядерной безопасности и прежде всего безопасности АЭС в ходе эксплуатации;

- обращение с отходами работы атомных электростанций и предприятий ядерного топливного цикла;

- необходимость применения наукоемких, дорогостоящих технологий обращения с облученным ЯТ вплоть до полной переработки и повторного использования, включая долговременное технологическое хранение в пристанционных и централизованных хранилищах;

- необходимость затрат на вывод ядерных установок из эксплуатации после истечения их срока службы;

- обеспечение нераспространения материалов, потенциально пригодных для изготовления ядерного оружия;
- демонстрация экономической конкурентоспособности ядерной энергетики по сравнению с энергетикой на органическом топливе;
- общественная приемлемость ядерной энергетики.

Современные ядерные реакторы при существующем масштабе ядерной энергетики можно считать достаточно безопасными установками. Несмотря на случающиеся время от времени аварии и инциденты, нельзя забывать о том, что ядерная энергетика наработала уже около 8000 реакторо-лет, из них ~5000 без крупных аварий после апреля 1986 г. Это – серьезный успех ядерной технологии.

Безопасность настоящего поколения реакторов обеспечивается главным образом увеличением числа различных систем безопасности и систем ограничения выхода активности, ужесточением требований к оборудованию и персоналу. В результате АЭС становятся все более и более сложными, и, следовательно, более дорогими. Можно сказать, что при господствующей в настоящее время философии безопасности ядерная энергетика близка к ее экономически “предельному” уровню: дальнейшее наращивание систем безопасности ведет к неминуемой потере конкурентоспособности ядерной энергетики. Оптимизация и упрощение конструкции с использованием элементов пассивной безопасности в последних проектах АЭС традиционных типов, позволяя несколько снизить их стоимость, не устраняют полностью возможности аварий с тяжелыми последствиями, и поэтому АЭС остаются объектами соответствующей критики.

Радиоактивные отходы образуются на всех технологических этапах ядерного топливного цикла – при добыче и обогащении урана, “сжигании” ядерного топлива в реакторе, обращении с облученным ЯТ. Наиболее радиационно опасные отходы возникают в результате переработки топлива атомных электростанций. Применяемые в России, Франции и Великобритании технологии переработки облученного ядерного топлива АЭС были созданы в 60-х годах на основе технологий извлечения оружейного плутония.

Ядерная энергетика с переработкой ЯТ считается более экологичной, чем ядерная энергетика с открытым ядерным топливным циклом, при котором облученное ЯТ подлежит захоронению без предварительной переработки. Но в настоящее время ни одна из стран не перешла к использованию технологий, позволяющих решить проблему обращения с облученным ЯТ и радиоактивными отходами. В большинстве стран облученное ЯТ и радиоактивные отходы складываются в ожидании решения этой проблемы. Практикующаяся в ряде стран переработка ЯТ не вносит большого изменения в общую картину. США отказались от переработки ЯТ, считая, что переработка увеличит возможность неконтрольного распространения плутония.

С каждым годом увеличивается количество ЯЭУ, отработавших свой регламентный срок. В связи с этим возникает масштабная проблема вывода их из эксплуатации.

В 70-е и последующие годы в развитии мировой энергетики, в том числе и ядерной, произошли крупные изменения, приведшие к резкому снижению роста производства энергии в развитых странах Запада до 1-2 % в год, а к настоящему времени и к стагнации ядерной энергетики на значительно более низком, чем ожидалось, уровне. Возврата к прежним высоким темпам роста мировой энергетики не ожидается и в XXI веке, даже с учетом ускоренного роста развивающихся стран. С учетом накопления тысяч тонн плутония, вместо стремления к высоким КВ и коротким временам удвоения плутония, усилия по разработке быстрых реакторов для перспективы могут быть теперь сосредоточены на достижении наивысшей экономичности и безопасности.

Анализ современного состояния ядерной энергетики позволяет сделать следующие выводы:

- эксплуатационная безопасность современной ядерной энергетики является приемлемой для существующих масштабов ее использования при условии постепенного замещения действующих энергоблоков на реакторы третьего поколения;
- достижимый на основе реакторов третьего поколения уровень безопасности недостаточен для обоснования крупномасштабной энерготехнологии;
- ресурсы природного рентабельно извлекаемого из недр урана ограничены. При доминирующей сегодня практике “сжигания” урана в тепловых реакторах эти ресурсы будут исчерпаны уже в XXI веке как в России, так и в мире в целом. Переработка облученного топлива при рецикле плутония (МОХ-топливо) в тепловых реакторах может лишь незначительно продлить эти сроки, увеличивая затраты и снижая возможность последующего развития на быстрых реакторах;
- конкурентоспособность ядерной энергетики под бременем растущих расходов на безопасность, обеспечиваемую наращиванием инженерных систем, имеет устойчивую тенденцию к снижению.

Подводя итоги, можно сказать, что современная ядерная энергетика пытается удержать завоеванные на энергетическом рынке позиции, хотя возрастающие расходы на обеспечение безопасности делают ее положение все более уязвимым в условиях стабилизации мирового топливного рынка, низких цен на органическое топливо и либерализации энергетики.

В Прогнозы развития мировой ядерной энергетики

В настоящее время ядерная энергетика сохраняет позиции одного из основных источников энергии в мире. На ядерную энергию приходится ~6 % мирового топливно-энергетического баланса и ~17 % производимой электроэнергии.

Прогнозируется рост мощностей АЭС, прежде всего в странах Азии и Азиатско-Тихоокеанского региона (Китай, Южная Корея, Индия, Япония), а также в некоторых странах Восточной Европы (Чешская и Словацкая Республики) и в ряде стран, входящих в Содружество Независимых Государств (Россия, Украина, Казахстан). У целого ряда стран есть намерение вступить в “ядерный энергетический клуб” (Турция, Иран, Индонезия, Вьетнам). Однако, по современным прогнозам МАГАТЭ, даже при осуществлении этих намерений общемировая доля ядерной электроэнергии в электропроизводстве в ближайшие 20-25 лет снизится до 12-15 %.

Долгосрочные прогнозы мировой ядерной энергетики весьма противоречивы, что отражает и отношение общества к ней, и неблагоприятную для нее конъюнктуру, и настроения в самом ядерном сообществе после неудавшейся попытки решить все ее проблемы сходу.

В 1993 г. Мировой энергетический совет (МИРЭС) опубликовал доклад “Мировая энергетика будущего: действительность, реальный выбор и программа действий” (ETW-1993), из которого можно сделать вывод, что к 2050 г. нефть и газ практически не будут использоваться для производства электроэнергии вследствие исчерпания их дешевых запасов. В этом случае доля “ядерного” электричества может вырасти с 17 до 30 %, а “угольного” электричества – с 36 до 48 %.

В 2000 г. был опубликован доклад МИРЭС “Мировая энергетика будущего – время действовать” (ETW-2000), в котором отмечается, что увеличение количества

атомных станций, предсказанное в ЕТW-1993, не произошло и это может уменьшить прогнозируемую к 2050 г. долю “ядерного” электричества.

По результатам прогнозных оценок Института систем энергетики им. Л.А.Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, общий вклад ядерной энергетики в мировой энергетический баланс может возрасти к 2100 г. до 30 %.

Международное энергетическое агентство МЭА (IEA/OECD, 1998) прогнозирует к 2020 г. снижение доли ядерной энергетики в производстве электричества до ~10 % при сохранении общей установленной мощности атомных энергоблоков на сегодняшнем уровне.

Министерство энергетики США (EIA/DOE, 1999) в качестве наиболее вероятного сценария рассматривает снижение к 2020 г. установленной мощности атомных энергоблоков: на 10 % в мире и на 25 % в развитых странах.

Прогнозы 1999 г. Института энергетических исследований РАН указывают на возможность роста производства электроэнергии АЭС России до 200 млрд кВт.ч в 2010 г. и до 340 млрд кВт.ч в 2020 г.

Ожидаемое к середине XXI века увеличение населения Земли до ~8 млрд чел., в основном за счет развивающихся стран, и приобщение их к индустриальному развитию может привести к удвоению мировых потребностей в первичной и к утроению (до ~6 тыс. ГВт) – в электрической энергии. Ядерная энергетика, отвечающая требованиям крупномасштабной энергетики по безопасности и экономике, могла бы взять на себя существенную часть прироста мировых потребностей в топливе и энергии (~4 тыс. ГВт (эл.)). Развитие к середине века мировой ядерной энергетики такого масштаба явилось бы радикальным средством стабилизации потребления обычных топлив и предотвращения следующих кризисных явлений:

- истощение дешевых ресурсов углеводородных топлив и возникновение конфликтов вокруг их источников, дестабилизация мирового топливного цикла;

- достижение опасных пределов выбросов продуктов химического горения.

Мировые ресурсы урана в наиболее богатых месторождениях с концентрацией металла в рудах $\geq 0,1$ % в настоящее время оцениваются следующим образом: разведанные ~5 млн т, потенциальные ~9 млн т. Ежегодная потребность сегодня в природном уране составляет ~62 тыс. т и вполне удовлетворяется его добычей (~35 тыс. т/год при весьма низкой стоимости, спустившейся в последние годы до 21-23 дол./кг) и складскими запасами.

За время жизни (~50 лет) легководный реактор (ЛВР) электрической мощностью 1 ГВт потребляет $\sim 10^4$ т природного урана, поэтому 10^7 т урана позволяют ввести 1000 блоков АЭС с такими реакторами, из которых ~350 ГВт (эл.) работали в 2000 г., а 650 ГВт (эл.) могут быть введены в XXI веке. В результате в первой половине XXI века мощности мировой ядерной энергетики на тепловых реакторах с учетом вывода из эксплуатации отработавших энергоблоков могут вырасти вдвое, но ее вклад в производство энергии будет постепенно падать, а во второй половине века сойдет на нет.

Ежегодная потребность современной ядерной энергетики России в природном уране составляет ~3500 т, а с учетом экспортных поставок ядерного топлива ~6500 т. При имеющихся ресурсах урана (залежи в недрах, складские запасы на горнодобывающих предприятиях, запасы высокообогащенного урана) потенциал российской ядерной энергетики на тепловых реакторах с уран-плутониевым циклом составляет ~2500 ГВт лет. Замыкание топливного цикла тепловых реакторов с вовлечением энергетического плутония и регенерированного урана увеличит этот потенциал лишь на ~15 % (рис. В).

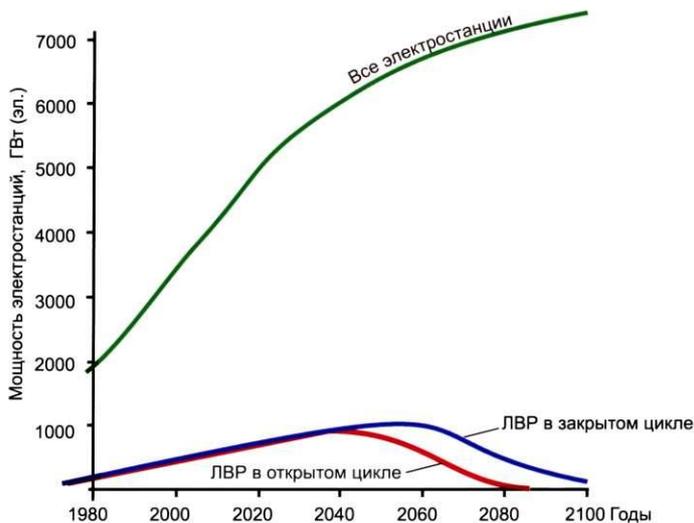


Рис. В. Ориентировочный сценарий роста ядерных мощностей без быстрых реакторов (при потенциальных запасах дешевого урана ~ 10 млн т)

Таким образом, имеющиеся мировые и российские запасы природного урана не могут обеспечить устойчивого долговременного развития ядерной энергетики на тепловых реакторах.

В быстром реакторе при коэффициенте воспроизводства, равном единице или выше, можно сжигать уран практически полностью. Увеличение энергетического выхода от ядерного топлива в ~100 раз, по сравнению с тепловым реактором, позволяет обеспечить установленную мощность 4000 ГВт (эл.) на быстрых реакторах дешевым ураном в течение 2,5 тыс. лет при ничтожной сырьевой составляющей затрат, а энергетику — 10 тыс. ГВт (эл.) примерно на одну тысячу лет (табл. В). Для быстрых реакторов приемлем и уран из бедных месторождений, ресурсы которого в сотни или даже тысячи раз больше ресурсов дешевого урана.

Таблица В. "Шагреневая кожа" энергетики

Энергоноситель	В целом по миру			Россия		
	Запасы (разведанные извлекаемые), ГВт·год	Интенсивность использования, ГВт	Срок истощения, лет	Запасы (разведанные извлекаемые), ГВт·год	Интенсивность использования, ГВт	Срок истощения, лет
Нефть	200 000	4 600	40-50	10 000	400	20-30
Газ	150 000	2 200	60-70	46 000	550	80-90
Уголь	1 000 000	3 000	300-400	110 000	170	600-700
Ядерная энергетика (тепловые реакторы)	90 000	750*	120	9000	45*	200
Всего	1 440 000	11 000	130	175 000	1 200	150
Ядерная энергетика (быстрые реакторы)	15 000 000	11 000*	1 500	1 500 000	1 200*	1 300

* Рассчитано как: (установленная мощность×КИУМ)/КПД, где КИУМ=70%, КПД=0,33

Таким образом, быстрые реакторы умеренной энергонапряженности с коэффициентом воспроизводства около единицы позволяют развить ядерную энергетику большого масштаба без ограничений по топливным ресурсам.

Развитие ядерной энергетики в два этапа предполагает длительное сосуществование тепловых реакторов на ^{235}U , пока есть дешевый уран, и быстрых реакторов, которые вводятся на плутонии из оружейных запасов и из тепловых реакторов и не имеют ограничений по топливным ресурсам.

В двухкомпонентной структуре целесообразен постепенный переход тепловых реакторов на выгодный для них торий-урановый цикл с производством ^{233}U для начальной загрузки и подпитки в Th-бланкетах быстрых реакторов. Двухкомпонентная структура ядерной энергетики будущего имеет под собой веские основания, но важный для нее вопрос о пропорциях между быстрыми и тепловыми реакторами требует адекватного решения.

В предстоящие полвека, пока есть дешевый уран (< 80 долл./кгU) для тепловых реакторов, этот вопрос не имеет принципиального значения. Плутоний, получаемый в тепловых реакторах, целесообразно использовать для запуска быстрых реакторов, не требуя от них высоких коэффициентов воспроизводства и коротких времен удвоения плутония. Проблема топливообеспечения тепловых реакторов и участия в нем быстрых реакторов может возникнуть лишь за пределами рассматриваемого здесь периода, и при ее решении нужно учитывать следующие обстоятельства.

■ Производство электричества растет наиболее быстро и составит в XXI веке около или более половины в мировом топливно-энергетическом балансе и поэтому остается главной сферой применения ядерной энергетики, что снова выдвигает на первый план быстрые реакторы.

■ В отличие от органической энергетики, где на топливо приходится ~60 % издержек производства электроэнергии, затраты на ядерное топливо относительно малы (~20 %), а основная часть издержек в ЯЭ — сооружение и обслуживание — уменьшается с увеличением мощности реакторов и АЭС, что делает производство электричества на крупных АЭС доминирующим направлением ядерной энергетики.

■ Проблема коротких времен удвоения плутония и связанные с ней соображения о нежелательности участия быстрых реакторов в регулировании нагрузки в энергосистемах сегодня и в обозримом будущем не актуальны.

■ Последние проекты АЭС с быстрыми и тепловыми реакторами указывают на значительное уменьшение разницы в их стоимости даже для быстрых реакторов традиционного типа. Разработка быстрых реакторов на основе принципа естественной безопасности позволяет рассчитывать на то, что капитальные затраты в АЭС с быстрыми реакторами нового поколения могут быть ниже, чем в современных АЭС с ЛВР.

■ Требования высокого коэффициента воспроизводства и коротких времен удвоения плутония препятствуют реализации потенциала быстрых реакторов по экономике и безопасности.

Структура ядерной энергетики России в рассматриваемый период будет в значительной степени определяться масштабами ее востребованности. При умеренном росте установленной мощности АЭС ядерная энергетика России останется в течение ближайших десятилетий практически однокомпонентной, с незначительной энергетической долей быстрых реакторов. В случае интенсивного развития ядерной энергетики решающую роль в ней станут играть быстрые реакторы, так как топливная база тепловых реакторов в России не может обеспечить устойчивый рост установленной мощности и при таком варианте она будет исчерпана уже в первой половине XXI века.

Тепловые реакторы предпочтительнее в энергоснабжении удаленных районов, куда доставка обычного топлива или проведение линий электропередачи затруднены и обходятся очень дорого, а также в бытовом и промышленном теплоснабжении, но доля атомной энергетики в этих секторах едва ли будет значительной. Здесь требуются энергоисточники малой и средней мощности, как правило, с невысоким КИУМ, что ограничивает зону их конкурентоспособности районами с высокой стоимостью электроэнергии и тепла и с развитой системой централизованного теплоснабжения. Крупный морской транспорт и космические установки с ядерными реакторами займут еще меньшую часть в топливно-энергетическом балансе.

При небольшой доле тепловых реакторов не требуются быстрые реакторы с большим КВ, а проблема радиоактивных отходов решается путем сжигания их в быстрых реакторах, без необходимости создания специальных реакторов-сжигателей. Переход тепловых реакторов в дальнейшем на торий-урановый цикл может быть осуществлен без чрезмерных требований к КВ быстрых реакторов с небольшим ториевым бланкетом.

Обсуждаются и другие варианты развития ядерной энергетики большого масштаба на основе использования накапливаемого тепловыми реакторами первого этапа плутония. К.Руббин рассматривает быстрый реактор с торий-плутониевым топливом с $KV > 1$, который со временем переходит в торий-урановый цикл. Но торий-урановый цикл значительно проигрывает в быстром реакторе уран-плутониевому циклу в нейтронном балансе и в связанных с ним характеристиках как технических, так и относящихся к безопасности и экономике. Преимущество же торий-уранового цикла по радиоактивным отходам либо невелики, либо отсутствуют.

Принципиальное преимущество торий-уранового цикла состоит в возможности достижения $KV > 1$ в тепловых реакторах специального типа, из которых жидкосольевые реакторы (ЖСР) представляется заслуживающим наибольшего внимания, обладая рядом принципиальных достоинств: исключение производства твердого топлива и извлечения ^{233}U в топливном цикле, отсутствие остановок на перегрузку, ряд аспектов безопасности и экономики. Существует возможность запуска ЖСР на торий-плутониевом топливе ($KV < 1$) с постепенным переходом в торий-урановый цикл с $KV \geq 1$. Но опыт по ЖСР слишком мал (в 60-е годы в США был пущен и работал небольшой реактор этого типа, в СССР проводились эксперименты на стендах и реакторной петле), он далеко уходит от опыта, накопленного ядерной энергетикой по реакторам с твердым топливом, требует развития новой технологии дистанционного обслуживания оборудования высокоактивного контура. Концепция ЖСР, несомненно, заслуживает исследования как возможный вариант реактора для последующих этапов ядерной энергетики, в том числе и в качестве резерва на случай непредвиденных проблем с быстрыми реакторами.

Итак, при любом варианте развития в крупномасштабной ядерной энергетике будущего найдут свое место разные типы реакторов на тепловых нейтронах при доминирующей роли быстрых реакторов. Двухкомпонентную схему с покрытием дефицита топлива (скорее всего ^{233}U) для тепловых реакторов за счет избыточного производства в быстрых реакторах следует рассматривать лишь как отдаленную перспективу. В рассматриваемый период тепловые реакторы будут работать на ^{235}U , но для следующих этапов следует начать подготовку их к переводу в торий-урановый цикл с производством недостающего ^{233}U в ториевых бланкетах быстрых реакторов. При накоплении в них ^{233}U с концентрацией в тории, необходимой для тепловых реакторов (несколько процентов), изготовление торий-уранового топлива не потребует извлечения ^{233}U .

Г Требования к крупномасштабным энерготехнологиям

Основными требованиями к любой крупномасштабной технологии являются ее безопасность и конкурентоспособность. Сегодня эти требования настолько взаимосвязаны, что одно из них может быть использовано в качестве определения для второго, если говорить о конкурентоспособной безопасности. В настоящее время за термином "конкурентоспособная безопасность" скрывается целая техническая философия, которая рассматривает безопасность как возрастающую функцию затрат на ее обеспечение, что кратко можно выразить технико-экономической формулой: *чем дороже, тем безопаснее*. Мы настолько привыкли к этой логике, что забываем действительное происхождение этого стереотипа от простой житейской мудрости: чем больше, тем лучше, следование которой не всегда разумно даже в простейших ситуациях, не говоря уже о принятии решений, связанных с выбором направления развития технических систем, обеспечивающих важнейшие функции жизнедеятельности общества. Это не означает, что данная формула вообще не имеет рациональной основы. Нет, на определенных этапах совершенствования той или иной системы она может отражать эффективные связи между затратами и результатами. Но если пытаться использовать эту логику везде и всегда, то мы все чаще будем забредать в дорогостоящие тупики, особенно когда искомым результатом является такое многокомпонентное и многомерное понятие, как безопасность.

Применительно к энерготехнологиям можно говорить о трех компонентах безопасности:

- ресурсная безопасность;
- безопасность топливного цикла;
- утилизационная безопасность.

Ресурсная безопасность данной энерготехнологии означает обеспеченность ее топливом и другими необходимыми материалами в количестве, достаточном для удовлетворения энергетических потребностей общества в течение исторически длительного промежутка времени. Ресурсная безопасность обладает двумя измерениями: внутренним и внешним. При этом внутреннее измерение ресурсной безопасности данной энерготехнологии в данной стране является приемлемым, если национальные запасы топливного сырья достаточны для длительного функционирования национальной энергосистемы, а внешнее – если это функционирование может быть обеспечено за счет доступного международного рынка.

Безопасность топливного цикла означает, что никакие внутренние исходные события в элементах предприятий топливного цикла, включая сжигание топлива и накопление отходов, а также внешние воздействия на них (землетрясение, взрыв, наводнение, пожар, террористический акт или человеческая ошибка) не должны наносить непоправимый ущерб окружающей среде. Безопасность топливного цикла обладает тремя измерениями: санитарно-гигиеническим, экологическим и политическим.

Санитарно-гигиеническое измерение опасности топливного цикла данной энерготехнологии является приемлемым, если при нормальных режимах эксплуатации всех предприятий топливного цикла соблюдаются все действующие санитарно-гигиенические нормы как для населения, так и для обслуживающего персонала.

Экологическое измерение опасности топливного цикла данной энерготехнологии является приемлемым, если и при нормальных режимах работы предприятий топливного цикла энергосистемы, включая сжигание топлива и накопление отходов, и при любых возможных авариях в ней, включая внешние исходные события,

исключено необратимое разрушительное воздействие на окружающую среду, включая нарушение основных естественных биологических циклов, а причиненный ущерб может быть полностью компенсирован за счет средств этой энерготехнологии.

Политическое измерение опасности топливного цикла данной энерготехнологии является приемлемым, если ни при каких технологически возможных режимах работы предприятий топливного цикла они не могут быть использованы для производства материалов и компонентов оружия массового поражения без доступных для контроля изменений.

Утилизационная безопасность данной энерготехнологии означает, что снятие с эксплуатации объектов энерготехнологии, включая захоронение отходов, не должно порождать неразрешимых санитарно-гигиенических и экологических проблем.

Санитарно-гигиеническое измерение утилизационной безопасности данной энерготехнологии является приемлемым, если при снятии с эксплуатации ее объектов, включая окончательное захоронение отходов, соблюдаются все действующие санитарно-гигиенические нормы как для населения, так и для обслуживающего персонала.

Экологическое измерение утилизационной безопасности данной энерготехнологии является приемлемым, если при снятии с эксплуатации ее объектов, включая окончательное захоронение отходов, исключено необратимое разрушительное воздействие на окружающую среду, включая нарушение основных естественных биологических циклов, а причиненный ущерб может быть полностью компенсирован за счет средств энергосистемы.

Безопасность топливного цикла является главным элементом, обеспечивающим безопасность энерготехнологии в целом. Безопасный топливный цикл должен сводить к минимуму:

- потребность в дополнительных ресурсах, т.е. обеспечивать ресурсную безопасность;
- количество отходов, т.е. обеспечивать утилизационную безопасность.

Таким образом, **требования к крупномасштабным энерготехнологиям** можно свести к трем основным положениям:

- крупномасштабная энерготехнология не должна зависеть от естественной неопределенности, связанной с добычей ископаемого топливного сырья, опираясь на антропогенно-возобновляемые энергоисточники с минимальной сырьевой подпиткой;
- процесс “сжигания” топлива должен быть безопасным, т.е. не сопровождаться выбросами локализуемых (в случае аварий) и нелокализуемых (при нормальной эксплуатации) вредных веществ;
- локализуемые отходы не должны быть физически и химически более активны, чем исходное топливное сырье, и захораниваться в местах его извлечения или им подобных.

Признавая, что ни одна из существующих энерготехнологий этим требованиям не удовлетворяет, надо найти в уже существующих технологиях зародыш новой энерготехнологии, наиболее полно удовлетворяющей этим требованиям. А такой зародыш есть - это ядерная энергетика. Правда, сегодня она мало похожа на искомый идеал:

- при принятом режиме сжигания уранового топлива в тепловых реакторах его хватит лишь на несколько десятков лет;
- Чернобыль все еще остается черной быльбой ядерной энергетики, тяжелые аварии нанесли серьезный ущерб восприятию общественностью ядерной энергетики;
- отходы ядерной энергетики слишком радиоактивны, чтобы быть захороненными в геологических формациях: период их распада намного превышает научно допустимые пределы экстраполяции полученных доказательств безопасного хранения.

И, тем не менее, мы именно сегодня имеем все основания говорить о том, что современная ядерная энергетика может быть трансформирована в крупномасштабную энерготехнологию без ограничений по топливным ресурсам, безопасности и отходам.

Сегодня сложилась ситуация, когда конкурентоспособность ядерной энерготехнологии практически полностью определяется ее безопасностью, а не ее энерготехнологической эффективностью. Это указывает на то, что традиционный путь решения проблем безопасности (чем дороже, тем безопаснее) становится малопригодным для решения проблем энергообеспечения. Будущее за теми энерготехнологиями, в которых достижение приемлемого уровня безопасности обеспечивается не дорогостоящими инженерными сооружениями, а отказом от опасных технических решений в соответствии с новой формулой безопасности: *чем безопаснее, тем дешевле.*



**ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИИ XXI ВЕКА:
ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ
И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ**



ГЛАВА 1

■■■ Органическая энергетика

Сжигание угля, нефти и природного газа обеспечивает ~80 % мирового энергопотребления. В общем потреблении энергии в мире, составляющем в настоящее время ~9,5 млрд т н.э., на первом месте находится нефть (~36 %), затем уголь (~23 %) и газ (~20 %). Мировое производство электроэнергии в настоящее время также обеспечивается в основном за счет ископаемого органического топлива - 60-65 %.

При этом ведущее место в топливном балансе тепловых электростанций занимает уголь, на котором вырабатывается электроэнергии в 1,5 раза больше, чем на нефти и газе вместе взятых (в 1998 г. - 5503 ТВт.ч против 1280 и 2312 ТВт.ч соответственно) [3].

В России в 1999 г. при общем потреблении первичных энергоресурсов 640 млн т н.э. на долю газа приходилось ~50 %, нефти - ~21,5 %, угля - ~17,5 %. За счет углеводородного топлива в 1999 г. в России произведено ~66,5 % электроэнергии [4].

Использование органического минерального топлива осуществляется главным образом его сжиганием, что приводит к огромному количеству вредных выбросов в атмосферу. Так, только окислов углерода от сжигания топлива в 1998 г. в мире было выброшено в атмосферу свыше 22,7 млрд т в пересчете на CO_2 , из них на нефть пришлось 42,5 %, на уголь - 37,8 %, природный газ - 19,6 % [3].

Потребление органического топлива в мире продолжает стремительно расти. Так, с 1973 г. по 1998 г. включительно суммарное энергопотребление выросло более чем в 1,5 раза (с ~6 млрд т н.э. до ~9,5 млрд т н.э.), а выбросы окислов углерода - в 1,4. И хотя, как видно из этих цифр, энергопотребление растет быстрее, чем выбросы (за счет опережающего использования наиболее экологически чистого топлива - природного газа - в 1,96 раза за рассматриваемый период), общее количество выбросов, как и количество выбросов на душу населения не может не тревожить.

По оценкам МЭА, рост энергопотребления продолжится и в ближайшие десятилетия. Так, к 2010 г. он может составить 11,5 млрд т н.э., к 2020 г. - 13,5-13,7 млрд т, в том числе, в пересчете на нефть, 3,45 млрд т газа, 3,93 млрд т угля и 5,25 млрд т нефти. Причем, как считают специалисты МЭА, в предстоящий период темпы выбросов окислов углерода будут даже несколько превышать темпы роста суммарного энергопотребления, в результате чего к 2020 г. ожидаемый уровень эмиссии окислов углерода составит свыше 36 млрд т в пересчете на CO_2 [3].

1.1. Запасы органического топлива

НЕФТЬ. Доказанные извлекаемые **мировые запасы** нефти составляют 140-150 млрд т, что при стабилизации ее мировой годовой добычи на уровне 3 млрд т приведет к исчерпанию этих ресурсов через ~50 лет.

Существуют еще так называемые ресурсы "нетрадиционной" нефти, т.е. нефти, содержащейся в битуминозных породах и нефтеносных песчаниках. Для

промышленного освоения в настоящее время подготовлено ~90 млрд т такой нефти, а общие ее ресурсы, по имеющимся оценкам, могут достигать ~260 млрд т. Однако следует иметь в виду, что добыча “нетрадиционной” нефти будет обходиться существенно дороже, чем обычной, а нагрузка на окружающую среду от подобных разработок может быть значительно выше.

Следует отметить, что с 70-х годов в мире ежегодное восполнение запасов нефти в результате развития геолого-разведочных и поисковых работ превышает их отбор (добычу). А поскольку неоткрытые ресурсы нефти в настоящее время оцениваются примерно в 30-35 млрд т, процесс этот может продолжаться еще 10-15 лет [5].

Добыча нефти в мире достигла почти 3,5 млрд т/год. Более 40 % мировой добычи обеспечивают страны ОПЕК, около 29 % - экономически развитые страны (в том числе 10,3 % - США, 9,4 % - страны Европы), 8,8 % - Россия, 10 % - Южная и Центральная Америка, 4,7 % - Китай [3].

Разведанные запасы нефти в России составляют 12-13 % мировых. Этих запасов при стабилизации добычи нефти на уровне 0,3 млрд т/год хватит примерно на 50-60 лет.

Максимальный уровень добычи нефти в стране был достигнут в 1987 г. Впоследствии произошло его снижение, носившее поначалу обвальный характер. В настоящее время добыча стабилизировалась на уровне чуть более 300 млн т /год.

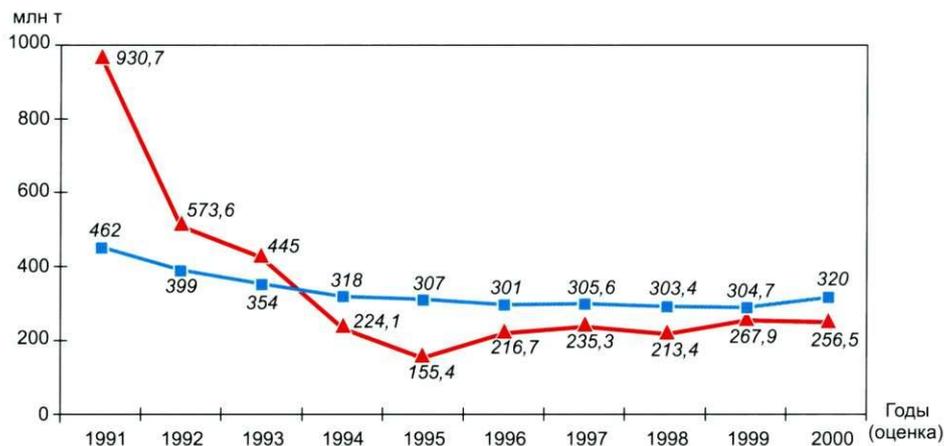
Замедление развития нефтедобычи отчасти связано с объективными причинами – качественным ухудшением сырьевой базы отрасли. Степень выработки богатых запасов на разрабатываемых месторождениях страны достигла 53 %, в том числе в главном нефтедобывающем регионе (Западной Сибири) 43 %. Основные нефтегазовые провинции вышли на поздние стадии разработки с падающей добычей. Начальный ресурсный потенциал “новых” нефтегазоносных провинций кратно меньше “старых”. Как считают многие специалисты, время открытия гигантских месторождений, за счет которых обеспечивались приросты запасов, а издержки разведки и добычи снижались, прошло*. Сегодня эффективность геолого-разведочных работ невысока, открываются в основном мелкие и средние месторождения, расположенные вдали от существующей производственной инфраструктуры. Доля трудноизвлекаемых запасов достигла 55-60 % и продолжает расти. При этом резко сократились объемы геолого-разведочных работ (за последние 7 лет - в 3 раза) и масштабы их финансирования. В результате прироста разведанных запасов в последние годы не компенсируют текущую добычу нефти.

ГАЗ. Доказанные извлекаемые **мировые запасы** газа составляют 145-160 трлн м³, что при сохранении его добычи на современном уровне - ~2,4 трлн м³ приведет к исчерпанию этих ресурсов через ~65 лет.

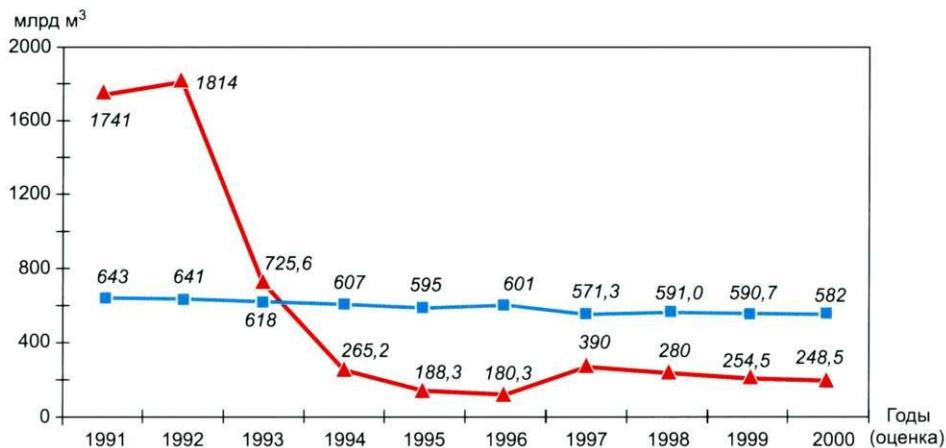
Суммарные начальные ресурсы газа оцениваются в 400-436 трлн м³, из которых около 50 уже добыто и 145-160 трлн м³, как уже отмечалось, - разведанные [7]. Следовательно, и здесь, как и в отношении нефти, есть дальнейшие резервы приращения разведанных запасов, хотя, как ожидается, издержки на добычу такого газа могут быть существенно (кратно) выше, чем на разрабатываемых месторождениях.

Разведанные извлекаемые запасы газа в России оцениваются в 40-50 трлн м³, что при стабилизации его добычи на уровне 0,6-0,7 трлн м³ приведет к истощению их через 60-70 лет. Абсолютная величина разведанных запасов снижается вследствие превышения отборов над приростом запасов (рис. 1.1).

* Правда, существуют и диаметрально противоположные оценки, связанные в частности с шельфовыми зонами арктических морей (см. [6]).



а



б

Выработка запасов на действующих месторождениях достигла:
 нефти - 53 %, газа - 43 % (по 6 базовым месторождениям, дающим 74 % добычи)
 Доля трудноизвлекаемых запасов составляет:
 нефти - 55-60 %, газа - 40-50%

Рис.1.1. Динамика добычи и разведки нефти (а) и газа (б) в России

—■— добыча —▲— разведка (прирост запасов)

В 1999 г. добыча газа в России составила ~ 590 млрд м³, из них ~ 86 % добывалось в Западной Сибири. Три месторождения (Ямбургское, Уренгойское, Медвежье) обеспечивали 72 % добычи газа в России.

Базовые месторождения Западной Сибири выработаны: Медвежье - на 78 %, Уренгойское (сеноман*) - на 67 %, Ямбургское (сеноман) - на 46 %. В 2000 г. на месторождениях, вступивших в период падающей добычи, будет получено ~ 85 % газа

* Сеноман (от Cenomanum - латинское название французского города Ле-Ман) - первый снизу ярус верхнего отдела меловой системы.

в России. К 2020 г. добыча газа на этих месторождениях не превысит 83 млрд м³, т.е. 11 % добычи в России.

“Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.” [18] предусматривает в каждые пять лет прирост запасов не менее 3,0 трлн м³, обеспечивающих цену добычи не выше 40 долл./тыс. м³, а отпускную, с учетом транспортировки, не выше 70 долл./тыс. м³.

УГОЛЬ. Разведанные рентабельно извлекаемые мировые запасы угля составляют свыше 1,0 трлн т. При стабилизации его добычи на уровне 4,5-4,7 млрд т/год этих ресурсов хватит более чем на 200 лет.

Разведанные запасы угля в России оцениваются в 150-170 млрд т, что при сохранении его добычи на уровне 1999 г. (0,25 млрд т/год) приведет к их истощению лишь через ~650 лет, а при увеличении ежегодной добычи до 0,40 млрд т/год (прогноз на 2020 г.) - через ~400 лет.

Промышленные запасы энергетических углей на действующих предприятиях оцениваются в 14,6 млрд т, из них 44 % - каменных, 56 % - бурых. Основное количество (80 %) балансовых запасов энергетических углей приходится на районы Западной и Восточной Сибири. Для открытого способа добычи пригодны почти 60 % этих запасов. Наиболее благоприятные для извлечения высококачественные каменные угли сосредоточены в Кузнецком бассейне, а бурые - в Канско-Ачинском бассейне.

В 1999 г., впервые за истекшие 10 лет, в России достигнут прирост добычи угля более чем на 17 млн т, добыто 249 млн т угля, из них почти 60 % в Кузбассе и на предприятиях КАТЭК [4].

В соответствии с оптимальной структурой топливно-энергетического баланса, принятого в “Энергетической стратегии России”, добыча угля должна достичь к 2010 г. 335 млн т, а к 2020 г. - 430 млн т.

Удовлетворение потребности экономики страны в угольном топливе будет связано с развитием добычи угля в бассейнах федерального значения - Кузнецком и Канско-Ачинском.

Стратегическое значение для развития угольной промышленности имеет изменение паритета цен на топливно-энергетические ресурсы. Для создания конкурентной среды на рынке ТЭР и обеспечения достаточных для самофинансирования отрасли поступлений финансовых ресурсов от выручки необходимо, чтобы за пределами 2010 г. соотношение оптовых цен на газ и уголь достигло пропорции 1,6 - 1,8:1 в расчете на 1 т условного топлива (у.т.). Такое соотношение цен на газ и уголь создаст предпосылки для достижения в угольной отрасли рентабельности 25-30 %. При этом уровень цен на энергетические угли в европейской части России не должен превышать 29 долл./т.

1.2. Международный рынок органического топлива

В настоящее время более одной трети производимой в мире энергии попадает к потребителям, предварительно пересекая государственные границы. Для сырой нефти этот показатель превышает 40 %, для природного газа - около 20 %, для каменного угля - ~10%. Необходимость международного обмена энергетическими ресурсами является следствием их неравномерного размещения на территории Земли и несоответствия этого размещения центрам энергопотребления. Сложилось резкое несоответствие демографических и энергоэкономических показателей, с одной

* Далее по тексту “Энергетическая стратегия России”.

стороны, и уровней ресурсной обеспеченности с другой. Так, США потребляют около 25 % производимых в мире энергоресурсов, располагая лишь 3-4 % разведанных запасов нефти и природного газа. Западная Европа при 20 % мирового энергопотребления имеет только 4-7 % запасов нефти и газа. Высокоиндустриальная Япония практически лишена собственных энергоресурсов. Вместе с тем такие страны, как Россия и Австралия, а также страны Ближнего Востока, характеризуются высоким уровнем ресурсной обеспеченности и активным энергодисбалансом.

НЕФТЬ. Основные регионы - экспортеры сырой нефти: Ближний Восток, Африка, Россия, Латинская Америка и Западная Европа, в сумме обеспечивают более 90 % общих межгосударственных поставок, что в 1998 г. составило около 1900 млн т.

Основными импортерами нефти являются высокоразвитые государства : страны Западной Европы (в 1998 г. - 642 млн т), США (в 1998 г. - 490 млн т), Япония (в 1998 г. - 218 млн т), на долю которых приходится около 70 % нефтяного импорта [9]. Население этих регионов составляет ~15 %, а доля в ВВП (по паритету покупательной способности) более 50 %. В то же время в Азии, импортирующей менее 15 % нефти, проживает треть населения мира и производится менее 10 % мирового ВВП [3].

На мировом нефтяном рынке обращается около 57 % всей добычи сырой нефти, что формирует огромные межрегиональные потоки этого энергоносителя. Спрос на сырую нефть формируется главным образом на трех крупных региональных рынках. Около 30 % мировой добычи нефти потребляется в Северной Америке, почти 23 % - в странах АТР (в том числе 8,5 % - в Японии и 5,7 % - в Китае) и более 22 % - в Европе.

Ожидается, что к 2020 г. потребление нефти в мире возрастет, по различным оценкам, в 1,2-1,5 раза (наиболее вероятно на одну треть), причем самые последние прогнозы, выполненные уже в период высоких цен на нефть, подтверждают рост на 50 % [7]. Поскольку собственное потребление нефти в основных добывающих ее странах будет мало увеличиваться, рост спроса на нефть обусловит значительное увеличение импортного спроса на нее, который может возрасти в 2020 г. более чем вдвое. Основной прирост спроса на импорт нефти ожидается в развивающихся странах, где он может возрасти в 2,5-2,8 раза, в то время как импорт нефти развитыми странами возрастет на 50-60%.

Прогнозируется, что с учетом высокого экономического потенциала добычи нефти основной прирост спроса на нее будет удовлетворяться странами ОПЕК (до 90 % прироста), в результате чего их доля в мировой торговле нефтью возрастет с 69 до 78-80 %.

Объем российского экспорта нефти и нефтепродуктов в пределах 170-180 млн т не окажет, как и в прошлом, существенного влияния на развитие мирового рынка и на уровень мировых цен на нефть. Более того, доля России в международной торговле нефтью и нефтепродуктами снизится с 7 % в настоящее время до ~3,5 % к концу второго десятилетия XXI века.

ГАЗ. Основными экспортерами газа в настоящее время являются шесть стран: Россия (37 % мирового импорта), Канада (16 %), Алжир (10 %), Норвегия (7,7 %), Нидерланды (7,0 %) и Индонезия (6,6 %), а главными импортерами газа - США (16 % мирового экспорта), Германия (13,6 %), Япония (12,7 %), Украина (9,8 %), Италия (7,8 %) и Франция (6,5 %) [3].

Потоки природного газа (~550 млрд м³) пока не образуют глобальную систему, и единый мировой рынок газа еще не создан. Это связано с большими расстояниями

поставок газа и высоким удельным весом транспортной инфраструктуры в экономических показателях природного газа.

В настоящее время сформировались два основных рынка сетевого (трубопроводного) газа - северо-американский и европейский (включая СНГ) - и ряд локальных рынков сжиженного природного газа (СПГ), крупнейшим из которых является рынок стран Северо-Восточной Азии.

В предстоящие два-три десятилетия продолжится развитие всех основных региональных рынков газа (европейского, североамериканского и восточноазиатского) и завершится формирование еще двух региональных рынков: южноамериканского и южноазиатского. Интернационализация мировых экономических отношений и дальнейшее развитие научно-технического прогресса в части возможности транспортировки газа на сверхдальние расстояния приведут, по всей видимости, к постепенному сращиванию ряда региональных газовых рынков, особенно на Евразийском континенте, где со временем может сформироваться крупнейший в мире рынок сетевого газа [10]. С вводом в эксплуатацию крупнейших в мире месторождений газа на полуострове Ямал и в российской части арктического шельфа получит свое развитие и мировая торговля сжиженным природным газом, что может к середине XXI века привести к формированию глобального рынка СПГ.

По прогнозам МЭА, к 2020 г. рост потребления газа в мире вырастет в 1,8-1,9 раз. При этом основной прирост потребления прогнозируется в азиатских районах (Китае, Индии и других государствах южной и восточной Азии) и Латинской Америке. В результате к 2020 г. удельный вес стран ОЭСР в потреблении газа снизится с нынешних 52 до 43-44 %. Соответствующее развитие получит и международная торговля газом [7].

Крупнейшим экспортером природного газа к 2020 г. останется Россия (270-280 млрд м³/год). Сохранят свои позиции в качестве крупнейших экспортеров также Канада, Норвегия и Алжир. Одновременно появятся и новые экспортеры, потенциальные возможности которых оцениваются очень высоко. Это прежде всего Иран, Туркменистан, Нигерия, государства Персидского залива и Латинской Америки.

УГОЛЬ*. Основными экспортерами угля (мировой экспорт в 1999 г. составил 333 млн т) являются Австралия (24 %), Южная Африка (19 %), Индонезия (14 %), КНР и Колумбия (по 9 %), Канада (8 %), а также США (7 %).

В числе главных импортеров угля страны Западной Европы (34,5 %), Япония (21 %), Республика Корея (11 %) и Тайвань (7 %) [11].

В перспективе роль угля как топлива для выработки электроэнергии и тепла возрастает - по оценкам МЭА к 2020 г. для энергетических целей будет использоваться 69 % всего добываемого угля (против 61 % в 1997 г.), в том числе в странах ОЭСР - 86 и 79 % соответственно [7]. Вырастет и международная торговля углем, однако серьезных изменений в схеме основных внешнеторговых потоков этим видом топлива не прогнозируется.

Итак, в интегральном потоке первичных энергоресурсов преобладают продажа и покупка нефти с Ближнего Востока, газа и нефти из России.

Роль импорта в обеспечении внутреннего энергопотребления представлена в табл. 1.1 [12].

* Здесь и далее речь идет только об энергетическом угле, т.е. угле, который используется для выработки электрической энергии и тепла. Кроме того, значительная часть угля используется для производства кокса (коксующийся уголь), мировая торговля которым здесь не рассматривается.

Таблица 1.1.

Доля импорта во внутреннем потреблении основных энергоресурсов (данные за 1998 г.), %

Регион	Нефть	Газ	Уголь
Мир в целом,	57	23	9
в том числе:			
страны ОЭСР	75	33	13
Африка	25	1	2
Латинская Америка	31	3	27
Азия (без Китая и Ближнего Востока)	70	5	11
США	58	15	1
Европейский союз	91	53	50
Япония	98	97	99,7
Европа (члены ОЭСР)	89	56	37

1.3. Цена топлива и конкурентоспособность ТЭС

Резкое снижение мировых цен на нефть в 1998 г. до уровня 13,4 долл./баррель (среднегодовой показатель, наименьший за последние 20 лет) вызвало серьезные трудности для энергоэкспортирующих стран, в том числе и для России. Вследствие падения мировых цен на нефть заметно снизились доходы российского бюджета, что послужило одной из причин финансового кризиса в августе 1998 г.

Причинами падения мировых цен на нефть, повлекшего за собой снижение цен и на природный газ, стали [8]:

- экономический кризис в Азии и Бразилии;
- увеличение производства нефти странами, не входящими в ОПЕК;
- ослабление санкций на ограничение экспорта нефти из Ирака;
- превышение странами-членами ОПЕК квот по добыче нефти, установленных в 1997 г.

После принятия срочных мер и заключения соглашения между странами-членами ОПЕК и другими производителями нефти по ограничению добычи этого вида топлива в марте 2000 г. мировые цены на нефть снова поднялись до уровня выше 26 долл./баррель.

Анализ прогнозов мировых цен на нефть [8], проведенный различными зарубежными организациями, как официальными (Министерство энергетики США, Международное энергетическое агентство, Европейская комиссия и др.), так и

неофициальными консалтинговыми фирмами и научными центрами (CERA, Wood Mackenzie, DRI и др.) в 1999 г., позволил выделить три группы прогнозов:

- первая - предсказывает рост мировых цен на нефть до 2020-2030 гг. до уровня, не превышающего 35 долл./баррель (в постоянных ценах 1997 г.);
- вторая предсказывает стабильные цены на нефть в среднем на уровне 17-19 долл./баррель;
- третья - самая малочисленная - предсказывает снижение цен в среднем до уровня 10-14 долл./баррель.

В "Энергетической стратегии России" приводится наиболее вероятный диапазон перспективных мировых цен на нефть: для 2010 г. - 18-22 долл./баррель (в долл. США 1997 г.), для 2015 г. - 18-23 долл./баррель и для 2020 г. - 18-25 долл./баррель [8]. Приведенная оценка сделана в конце 1999 г. Реальная динамика мировых цен на нефть в первой половине 2000 г. была существенно выше прогнозируемой - до 35 долл./баррель, но к концу года снизилась до 25 долл./баррель.

На рис. 1.2 [8] приведены результаты исследования стоимостных характеристик ресурсов нефти в России в виде зависимости предельной и средней отпускных цен от уровня добычи нефти в 2010 и 2020 гг., а также требуемые для этого уровня добычи капиталовложения (по десятилетиям). Их сопоставление с прогнозами мировых цен нефти (за вычетом затрат на ее транспортировку на внешние рынки, включая плату за транзит и таможенные пошлины) показывает, что при низких мировых ценах экономически оправданные уровни добычи нефти в России опустятся до 305 млн т, а высокие мировые цены поднимут эффективную добычу соответственно до 335 млн т к 2010 г. и до 360 млн т к 2020 г.

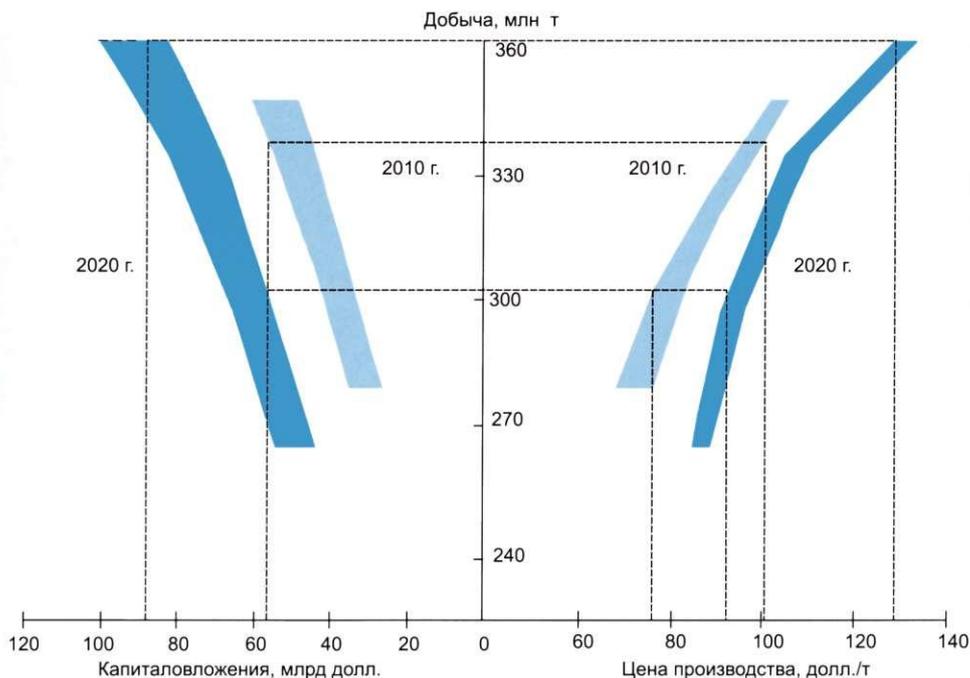


Рис. 1.2. Зависимость цен и капиталовложений от добычи нефти

Разведанные запасы нефти не обеспечат даже названных низких уровней ее добычи, а достижение годовой добычи 330-350 млн т потребует ежегодного прироста до 0,5 млрд т разведанных запасов, обеспечивающих отпускную цену нефти не выше 90-100 долл./т.

Топливная составляющая, цент/(кВт·ч), в издержках производства электроэнергии, вырабатываемой за счет сжигания мазута, определяется одним из следующих соотношений:

$$c_{\text{топ}} = c_{\text{маз}} = 0,0123 \cdot p_{\text{ум}}^{\text{маз}} / \eta_{\text{тэс}};$$

$$c_{\text{топ}} = c_{\text{маз}} = 86, 1 \cdot p^{\text{маз}} / \lambda_{\text{маз}} \eta_{\text{тэс}},$$

где $p_{\text{ум}}^{\text{маз}}$ - цена тонны условного топлива мазута, долл./т у.т.; $p^{\text{маз}}$ - цена тонны мазута, долл./т; $\eta_{\text{тэс}}$ - коэффициент полезного действия ТЭС; $\lambda_{\text{маз}}$ - теплотворная способность мазута, ккал/кг.

Оценочные расчеты, характеризующие влияние цены мазута на стоимость производства электроэнергии, приведем на примере двух стран - США (крупнейшего в мире производителя электроэнергии - 3882,7 млрд кВт·ч в 1999 г.) и Германии (крупнейшего производителя электроэнергии в Европе - 557,1 млрд кВт·ч), и сравним их с Россией.

Средняя цена мазута для электростанций, приведенная к условному топливу, ($\lambda_{\text{маз}} = 10$ тыс. ккал/кг) в 1997 г. составляла: в США - 116,94 долл./т н.э., в Германии - 242,9 марка/т н.э.; в России ($\lambda_{\text{маз}} = 9590$ ккал/кг) - 508 руб/т.* Среднегодовая цена на мазут по РАО «ЕЭС России» в 2000 г. составила 1700 руб/т.

Если принять, что средний КПД ТЭС на ископаемом топливе в мире равен 0,375, а в России - 0,35, то сугубо ориентировочно (без учета, в частности, паритета покупательной способности доллара) получим следующие показатели:

$$\begin{array}{ll} c_{\text{маз}}^{(\text{США})} = 2,7 \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}); & c_{\text{маз}}^{(\text{Россия-97})} = 2,5 \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}); \\ c_{\text{маз}}^{(\text{Герм})} = 3,2 \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}); & c_{\text{маз}}^{(\text{Россия-2000})} = 1,6 \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}). \end{array}$$

Средний утвержденный потребительский тариф на электроэнергию по России в 1997 г. был равен 4,3 цент/(кВт·ч), т.е., топливная составляющая на мазутных ТЭС составляла 58 % этого тарифа.

В 2000 г. среднегодовая цена электроэнергии, отпущенной различным категориям потребителей (без НДС и налога с продаж), составила чуть больше 1 цент/(кВт·ч), т.е. топливная составляющая на мазутных ТЭС достигла почти 160 % издержек на производство электроэнергии.

В рассматриваемой перспективе цены на *природный газ* на европейском и азиатском энергетическом рынках будут изменяться под воздействием различных факторов.

На *европейском* газовом рынке в среднесрочной перспективе цены на газ по заключенным контрактам частично будут определяться привязкой к цене нефтепродуктов, что стимулирует их повышение в соответствии с принимаемым прогнозом мировых цен на нефть. С другой стороны, программа либерализации рынка газа Европы обеспечивает условия для снижения цен на газ в странах ЕС. В свою очередь, ожидаемый резкий рост спроса на газ в этом регионе, особенно для нужд электроэнергетики, в период после 2010 г. вызовет необходимость привлечения

* Здесь и ниже цены на топливо для США и Германии взяты из *Energy Prices and Taxes. Quarterly Statistics. Second Quarter. 2000. OECD/IEA, 2000, pp. 141,287. Цены по России - данные РАО «ЕЭС России» и Минэнерго России.*

на европейский газовый рынок дополнительных и более дорогих ресурсов из России, Африки и с Ближнего Востока. Кроме того, следует ожидать постепенного отрыва газовых цен от цен на нефть и нефтепродукты как в силу либерализации рынка, так и из-за качественных характеристик этого вида топлива.

На 2010–2020 гг. средняя по Европе цена на газ может прогнозироваться минимально на уровне 93–102 долл. США за 1000 м³ (в постоянных ценах 1997 г.) и максимально 123–142 долл./тыс. м³. В табл. 1.2 приводится наиболее вероятный диапазон значений.

Таблица 1.2. Прогноз тенденций цен на природный газ в Западной Европе и странах АТР (в ценах 1997 г.) [8], долл./тыс. м³

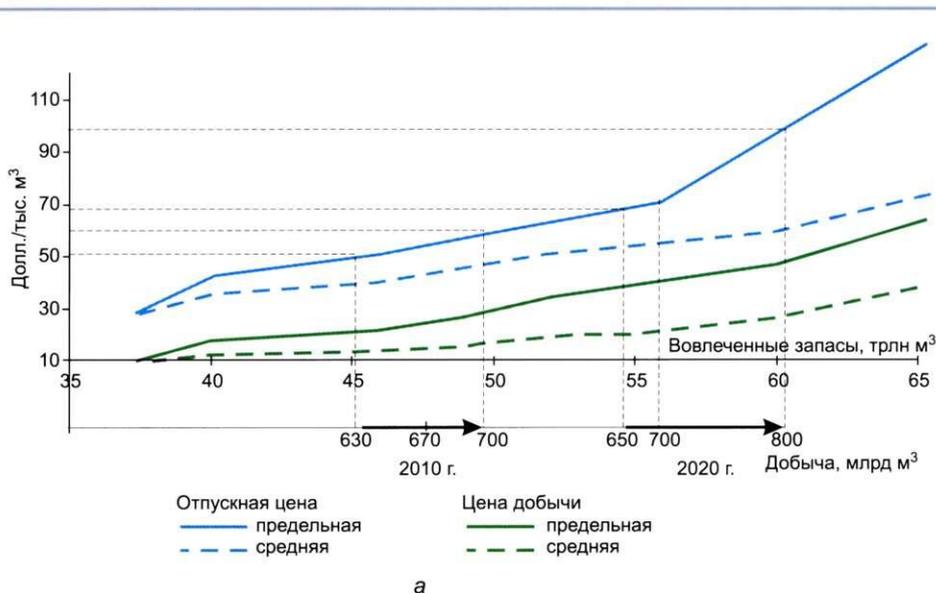
Регион	1990 г.	1998 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Западная Европа:							
верхний уровень	100,7	81,1	104,3	100	102	105	110
нижний уровень	100,7	81,1	102,3	90	95	98	100
Страны Азиатско-Тихоокеанского региона:							
верхний уровень	136,5	108,9	127,1	132	136	143	149
нижний уровень	136,5	108,9	126,2	129	130	132	134

Поставки российского газа к границам Европы будут осуществляться по ценам, несколько ниже крайних границ прогнозируемого диапазона.

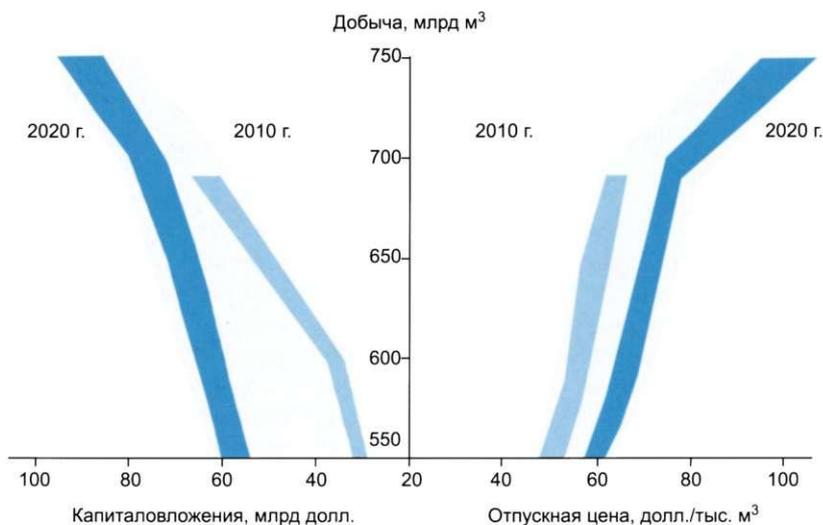
Азиатско-тихоокеанский газовый рынок в настоящее время зависит от поставок сжиженного газа, цена на который индексируется по цене сырой нефти. Цены на газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе выше, чем в Европе, примерно на 20 %. Прогнозируемый рост потребности в газовом топливе приведет к быстрому развитию этого энергетического рынка, на котором появятся новые поставщики газа, как сжиженного – с Ближнего Востока и из России (Сахалин), так и сетевого – из России и других стран СНГ. Ожидаемый рост цены газа на этом рынке составит в среднем 12 % по сравнению с уровнем 1999–2000 гг. (см. табл. 1.2).

На рис. 1.3а ресурсы природного газа России упорядочены на горизонтальной оси по возрастанию стоимости их освоения – предельной и средней ценам добычи газа* [8].

* Цены добычи и транспортировки здесь и далее определены при действующих в стране налоговых условиях, включают эксплуатационную и капитальную составляющие затрат, рассчитанных по прогрессивным технологическим нормативам при мировых ценах оборудования и материалов и зарплате на уровне 70–80 % аналогичных зарубежных показателей.



а



б

Рис. 1.3. Влияние динамики освоения ресурсов на цены газа (а) и зависимость капиталовложений и отпускных цен от добычи газа (б)

К 2000 г. из 236 трлн м^3 прогнозных ресурсов газа в стране было извлечено почти 12 трлн м^3 и еще 22 трлн м^3 вовлечено в эксплуатацию. К 2005 г. в зависимости от динамики добычи газа будут задействованы 37-38 трлн м^3 общих ресурсов при цене добычи около 10 долл./тыс. м^3 и отпускной цене около 30 долл./тыс. м^3 . К 2010 г. будет вовлечено в разработку 45-46 трлн м^3 , при добыче до 630 млрд м^3 , и до 50 трлн м^3 при ее увеличении до 700 млрд м^3 . Стабилизация добычи не предотвратит роста цены газа до 40-48 долл./тыс. м^3 , а ее увеличение до 700 млрд м^3 поднимет цены до 48-58 долл./тыс. м^3 .

К 2020 г. при добыче 650 млрд м³ будет вовлечено в разработку почти 54 трлн м³ ресурсов при цене газа 52-70 долл./тыс. м³ (от 20 до 32 долл./тыс. м³ на месте добычи). Уже при этом будут задействованы запасы п-ова Ямал, а увеличение добычи в 2020 г. до 700 млрд м³ потребует вовлечения 57 трлн м³ ресурсов с ростом цен газа до 60-70 и 60-73 долл./тыс. м³ соответственно [8].

Резкое удорожание газа, как видно из рис. 1.3б, происходит при наращивании добычи газа к 2020 г. сверх 700 млрд м³/год. По сегодняшним представлениям, именно на такую добычу следует ориентироваться в разработке перспективных топливно-энергетических балансов.

Однако, как считают авторы "Энергетической стратегии России", открытие в предстоящие десятилетия новых высокоэффективных запасов газа или научно-технический прорыв в разведке, разработке месторождений или транспорте газа могут существенно улучшить приведенные экономические оценки и повысить экономически оправданные уровни добычи газа.

Добычу газа на уровне 700 млрд м³ не смогут обеспечить существующие разведанные его запасы (46,9 трлн м³), поскольку даже к 2020 г. невыгодно будет вовлекать из запасов в разработку почти 10 трлн м³. Чтобы обеспечить намеченные уровни добычи, в рассматриваемый период и последующее десятилетие потребуется каждые пять лет наращивать около 3 трлн м³ запасов, обеспечивающих отпускную цену газа не выше 70 долл./тыс. м³.

В целом "Энергетическая стратегия России" исходит из того, что цены на газ на внутреннем рынке потребуются увеличить в 2,5 раза (при льготном налогообложении) к 2003 г. и еще в 1,4 раза к 2005 г. (без учета инфляции), а к 2007 г. вывести их на уровень равновесия с ценами газа на европейском рынке, что означает рост примерно в 3,7-4,0 раза по сравнению с действующими ценами, т.е. до 48-55 долл./тыс. м³ в центральных европейских районах страны уже к 2010 г. При этом цены на топливо в России будут в Центральном районе на 20-25% ниже цен европейского рынка, на Урале эта разница составит 30-35%, а в Сибири цены будут примерно в 2 раза ниже мировых. В перспективе, по мнению авторов "Энергетической стратегии России", именно это будет давать определенные конкурентные преимущества российским товаропроизводителям.

Рост цен на газ будет сопровождаться ростом цен на уголь и поднимет стоимость электроэнергии и централизованного тепла. В том же направлении будет действовать рост инвестиционной составляющей затрат в электроэнергетике. В результате цена электроэнергии должна будет вырасти в 1,6-1,7 раза к 2003 г., еще в 1,6 раза к 2005 г., а к 2010 г. увеличиться по сравнению с действующими в 3,3-3,5 раза (в неизменных ценах).

Топливная составляющая (цент/(кВт.ч)) в издержках производства электроэнергии на газовых ТЭС определяется одним из следующих соотношений:

$$c_{\text{мон}} = c_{\text{газ}} = 0,0123 p_{\text{ум}}^{\text{газ}} / \eta_{\text{мэс}};$$

$$c_{\text{мон}} = c_{\text{газ}} = 86,1 p^{\text{газ}} / \lambda_{\text{газ}} \rho_{\text{газ}} \eta_{\text{мэс}},$$

где $p_{\text{ум}}^{\text{газ}}$ - цена тонны условного топлива природного газа, долл./т у.т.; $p^{\text{газ}}$ - цена тысячи кубометров природного газа, долл./тыс. м³; $\eta_{\text{мэс}}$ - коэффициент полезного действия ТЭС; $\lambda_{\text{газ}}$ - теплотворная способность природного газа, ккал/кг; $\rho_{\text{газ}}$ - плотность природного газа, кг/м³.

Оценочные расчеты, характеризующие влияние цены природного газа на стоимость производства электроэнергии, проведем на примере США и Германии.

Средняя цена газа для электростанций, приведенная к условному нефтяному топливу ($\lambda_{\text{газ}} = 10$ тыс. ккал/кг, $\rho_{\text{газ}} \approx 0,8$ кг/м³) в 1997 г. составила: в США - 121,64 долл./т н.э.,

в Германии - 304,6 марка/т н.э., в России ($\lambda_{\text{газ}} = 8050$ ккал/кг) - 279 руб./тыс. м³. В 2000 г. среднегодовая цена газа для РАО «ЕЭС России» составила 370 руб./тыс. м³.

При тех же допущениях, которые были сделаны при расчетах с мазутом, получим:

$$\begin{array}{ll} c_{\text{газ}}^{(\text{США})} \approx 3,5 \text{ цент}/(\text{кВт.ч}) & c_{\text{газ}}^{(\text{Россия-97})} \approx 2,0 \text{ цент}/(\text{кВт.ч}) \\ c_{\text{газ}}^{(\text{Герм})} \approx 5,0 \text{ цент}/(\text{кВт.ч}) & c_{\text{газ}}^{(\text{Россия-2000})} \approx 0,4 \text{ цент}/(\text{кВт.ч}) \end{array}$$

При тех же уровнях цен на электроэнергию, которые были в России в 1997 и 2000 гг., топливная составляющая на газовых ТЭС была бы соответственно ~47 и 40 % от издержек производства электроэнергии.

При увеличении к 2010 г. цены природного газа в центральных районах России до ~48-55 долл./тыс. м³, что предусматривается "Энергетической стратегией России", топливная составляющая в издержках производства электроэнергии увеличится до ~1,8-2,1 цент/(кВт.ч). А если доля топливной составляющей в цене электроэнергии будет такой же, как на современных западных газовых ТЭС, т.е. 70%, то к 2010 г. **цена "газового электричества" в России объективно вырастет до 2,6-3 цент/(кВт.ч).**

В ближайшие 20 лет в мире прогнозируется примерно полуторакратное увеличение спроса на энергетические угли. Цены на уголь в рассматриваемой перспективе увеличатся незначительно, с 40 долл./т у.т. в настоящее время до 45-47 долл./т у.т. в 2020 г. Крупнейшие мировые потребители угля (Китай, США, Индия и Россия) будут удовлетворять свои потребности в угле за счет собственных ресурсов. На международном угольном рынке будут доминировать поставки дешевого и качественного угля из Австралии, Южной Африки, Индонезии и Венесуэлы. В этих условиях нет оснований ожидать существенного роста экспорта угля из России, который, скорее всего, стабилизируется на современном уровне.

Большая доля транспортной составляющей в цене и ее сильная зависимость от качества угля вынуждают оценивать экономические характеристики ресурсов угля не в целом по России, а для отдельных бассейнов (рис. 1.4) [8]. Уголь значительно уступает газу и нефтепродукту по затратным и экологическим показателям его использования потребителями. Поэтому он замыкает топливно-энергетический баланс, т.е. вовлекается в него (за исключением коксующегося угля для металлургии и потребителей вне сферы централизованного газоснабжения) только, если его цена существенно ниже цен газа и мазута, причем индивидуально по категориям потребителей и территории.

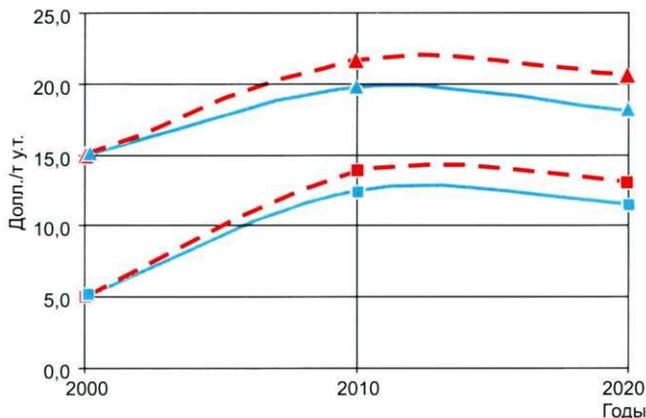


Рис. 1.4. Цены энергетических углей на месте добычи:

—▲— Кузбасс —■— КАТЭК

По результатам моделирования энергетических рынков [8] диапазоны востребованных объемов добычи угля по стране составят 290-335 млн т в 2010 г. и 340-430 млн т в 2020 г. Эти диапазоны в целом обеспечены разведанными запасами, что не исключает необходимости определенных дополнительных геолого-разведочных работ.

Топливная составляющая (цент/(кВт·ч)) в издержках производства электроэнергии на угольных ТЭС определяется одним из следующих соотношений:

$$\begin{aligned} c_{\text{мон}} &= c_{\text{yz}} = 0,0123 p_{\text{ум}}^{\text{yz}} / \eta_{\text{мэс}}; \\ c_{\text{мон}} &= c_{\text{yz}} = 86,1 p^{\text{yz}} / \lambda_{\text{yz}} \eta_{\text{мэс}}, \end{aligned}$$

где $p_{\text{ум}}^{\text{yz}}$ - цена тонны условного топлива угля, долл./т у.т.; p^{yz} - цена тонны угля, долл./т; $\eta_{\text{мэс}}$ - коэффициент полезного действия ТЭС; λ_{yz} - теплотворная способность угля, ккал/кг.

Оценочные расчеты, характеризующие влияние цены угля на стоимость производства электроэнергии, проведены аналогично для мазута и природного газа.

Средняя цена угля для электростанций, приведенная к условному нефтяному топливу ($\lambda_{\text{yz}}=10$ тыс. ккал/кг) в 1997 г. составила: в США - 52,39 долл./т н.э., в Германии - 136 марок/т н.э., в России ($\lambda_{\text{yz}}=3990$ ккал/кг) - 166 руб./т.

При тех же допущениях, которые были сделаны ранее, получим:

$$\begin{aligned} c_{\text{yz}}^{(\text{США})} &\approx 1,2 \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}); & c_{\text{yz}}^{(\text{Россия-97})} &\approx 2,0 \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}); \\ c_{\text{yz}}^{(\text{Герм})} &\approx 1,8 \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}); & c_{\text{yz}}^{(\text{Россия-2000})} &\approx 0,5 \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}). \end{aligned}$$

Соответственно доля топливной составляющей в издержках производства электроэнергии на угольных ТЭС России равнялась в 1997 г. 47 %, а в 2000 г. - 50 %.

При увеличении к 2010 г. цены угля в России до ~ 20 долл./т у.т., что предусматривается "Энергетической стратегией России", топливная составляющая в издержках производства электроэнергии увеличится до ~ 0,7 цент/(кВт·ч). А если доля топливной составляющей в цене электроэнергии будет такой же, как на современных западных угольных ТЭС, т.е. 45 %, то к 2010 г. цена "угольного электричества" в России **объективно вырастет до ~ 1,6 цент/(кВт·ч).**

Анализ показывает, что в первые десятилетия XXI века основным топливом для электростанций России останется природный газ, но его доля после достижения 61 % в 2000 г. будет затем медленно, но устойчиво снижаться. Особенно велика доля газа (72 % в 2000 г.) на электростанциях европейских районов, но и здесь после 2010 г. усилится тенденция к диверсификации топливоснабжения ТЭС. Замещая мазут по мере уменьшения его ресурсов из-за углубления переработки нефти, природный газ после 2005 г., в свою очередь, будет постепенно вытесняться углем на тепловых электростанциях европейских районов, так что к 2020 г. доля газа в этом регионе снизится до 63,5 %. Аналогичный процесс пойдет в восточных районах страны, но здесь доля газа будет намного меньше, и использование его предполагается в основном на городских ТЭЦ. Конденсационные электростанции восточных районов, кроме Тюменской области и Сахалина, по-прежнему будут проектироваться на канско-ачинские и местные угли.

В соответствии с основными положениями "Энергетической стратегии России", одобренными Правительством Российской Федерации 23 ноября 2000 г., суммарная потребность электростанций России в органическом топливе возрастет с 290 млн т у.т. в 2000 г. до 315-350 млн т у.т. в 2010 г. и до 330-400 млн т у.т. в 2020 г. Относительно невысокий прирост потребности в топливе к 2020 г. по сравнению с выработкой электроэнергии связан с практически полной заменой к этому периоду существующего

неэкономичного оборудования на новое высокоэффективное, что требует осуществления практически предельных по возможностям вводов генерирующей мощности.

Потребление газа на электростанциях в ближайшие 3-5 лет останется практически на существующем уровне. В последующий период резкого увеличения его использования в этих целях также не ожидается. В результате во всех вариантах абсолютный расход газа на ТЭС в период до 2020 г. не достигнет уровня 1990 г. В то же время за этот период существенно возрастет использование на ТЭС угля (в 1,5-2,1 раза).

Необходимость радикального изменения условий топливообеспечения тепловых электростанций в европейских районах страны и ужесточения экологических требований обуславливает существенные изменения структуры мощности ТЭС по типам электростанций и видам используемого топлива в этих районах. Основным направлением должно стать техническое перевооружение и реконструкция существующих, а также сооружение новых тепловых электростанций. При этом приоритет будет отдан парогазовым и экологически чистым угольным электростанциям, конкурентоспособным на большей части территории России и обеспечивающим повышение эффективности производства энергии. Переход от паротурбинных к парогазовым ТЭС на газе, а позже и на угле обеспечит постепенное повышение КПД установок до 55%, а в перспективе до 60%, что позволит существенно снизить прирост потребности ТЭС в топливе.

1.4. Выводы

■ Мировые ресурсы минерального топлива принципиально ограничены, особенно это относится к углеводородному топливу - нефти и газу. Достижение максимума добычи нефти при всех возможных сценариях развития может произойти к 2020-2070 гг. и газа - между 2040-2080 гг. В последующем ожидается плавное снижение годовых объемов их добычи, которая, тем не менее, не прекратится и в XXII веке.

■ Нефтяные ресурсы России хорошо освоены, и существенное наращивание добычи нефти, маловероятно. Сегодня можно говорить лишь об условной ресурсной безопасности российской энергетики на ископаемом органическом топливе в XXI веке: теоретически доказанных запасов газа и угля достаточно на все следующее столетие при любых масштабах использования традиционной энергетики, но практически существуют большие ресурсные ограничения, обусловленные не размерами этих запасов, а стоимостью их освоения.

■ Исчерпание запасов дешевого сырья и увеличение расходов на топливную инфраструктуру являются основными факторами, определяющими конкурентоспособность энергетики на ископаемом органическом сырье.

■ Стремление получить доступ к дешевым и легкодоступным месторождениям нефти и газа на фоне постепенного истощения их запасов может стать источником различных международных конфликтов между богатыми странами. Доля развивающихся стран в импорте углеводородного топлива по мере исчерпания его запасов может уменьшаться в пользу богатых стран. Крупномасштабная энергетика на дефицитном импортном топливе (нефть и газ) для развивающихся стран может стать недоступной по экономическим соображениям.

ГЛАВА 2

■■■ Ядерная энергетика

В общем потреблении энергии в мире, составившем к концу XX столетия около 10 млрд т н.э./год, на долю ядерной энергии приходится около 6 %, а в мировом производстве электроэнергии ~17 %.

В России в 2000 г. на атомных станциях было выработано 128,9 млрд кВт.ч или ~15 % общей энерговыработки в стране.

2.1. Запасы топливного сырья

В настоящее время разведанные мировые запасы природного урана со стоимостью добычи до 80 долл./кг оцениваются в 3,3 млн т, а общие запасы, которые могут быть использованы при стоимости 130 долл./кг - 5 млн т [13]. При сохранении современной атомной энерготехнологии на тепловых реакторах ресурсы урана стоимостью до 80 долл./кг будут исчерпаны к 2045 г., если темпы его расходования останутся на нынешнем уровне.

По данным, представленным Министерством природных ресурсов в Красную книгу [5, 14], на 01.01.1999 г. разведанные геологические балансовые запасы урана России по цене менее 80 долл./кг составили ~180 тыс. т, в том числе менее 40 долл./кг - ~80 тыс. т, из которых только 10 тыс. т пригодны для отработки методом подземного выщелачивания, остальные в основном связаны с месторождениями Стрельцовского рудного поля. Кроме того, имеется ~500 тыс. т разведанных забалансовых запасов, сосредоточенных в пределах 38 месторождений, отработка которых признана в современных условиях экономически нецелесообразной, и они отнесены к резервным месторождениям. Около 2/3 забалансовых запасов разведано в Эльконском (Алданском) ураново-рудном районе (республика Якутия-Саха).

Прогнозные ресурсы урана России оценены в 1 млн т, из них 500 тыс. т - по цене менее 130 долл./кг урана.

При имеющихся ресурсах урана (залежи в недрах, складские запасы на горнодобывающих предприятиях, запасы высокообогащенного урана) срок функционирования урановой атомной энергетике в России при условии ее роста в соответствии со "Стратегией развития атомной энергетике России в первой половине XXI века" ограничивается 2070-2080 гг. Если оставаться на нынешнем уровне мощности российских АЭС ~20 ГВт (эл.), то урана хватит примерно на 120-130 лет.

Таким образом, **разведанные российские запасы природного урана не могут обеспечить устойчивого развития ядерной энергетике на тепловых реакторах.**

Производство природного урана в России в настоящее время составляет 2500 т/год, а потребление - 6500 т. Разница покрывается за счет накопленных ресурсов.

Ресурсная база ядерной энергетике на тепловых реакторах может быть увеличена за счет выделенного из облученного топлива плутония и урана. Расчеты показывают, что замыкание топливного цикла по урану позволит увеличить мощность ЯЭ на ~11 %, а замыкание по урану и плутонию вместе - на ~18 %. При этом в обоих случаях срок функционирования ЯЭ на тепловых реакторах остается практически таким же, как и при незамкнутом топливном цикле.

случаях срок функционирования ЯЭ на тепловых реакторах остается практически таким же, как и при незамкнутом топливном цикле.

Полученные результаты позволяют сделать вывод, что для будущего развития ядерной энергетики России рециклирование плутония в тепловых реакторах не решает топливную проблему. Кроме того по условиям накопления четных изотопов плутония число рециклов плутония в тепловых реакторах сильно ограничено. Только последовательное введение быстрых реакторов открывает возможность самообеспечения топливом развивающейся ядерной энергетики.

Таким образом, **рециклирование плутония в тепловых реакторах как средство увеличения их ресурсной базы нецелесообразно**. Для этой цели в переходный период до серийного ввода быстрых реакторов нового поколения следует рассмотреть целесообразность разведки и освоения новых месторождений урана или поиск внутренних ресурсов ядерного топливного цикла по экономии урана, например, за счет переработки отвалов обогатительного производства, использования регенерированного и оружейного урана и т. д.

2.2. Международный рынок ядерного топлива

Наибольшие разведанные запасы урана находятся в недрах четырех регионов: 1 - Австралия (37 %); 2 - Канада (18 %) и США (3 %); 3 - Казахстан (12 %), Узбекистан (6 %), Россия и Украина (3,5 %); 4 - страны Африки (10 %) [13].

Рынок готового ядерного топлива контролируется несколькими крупнейшими его производителями и в значительной степени монополизирован.

2.3. Цена ядерного топлива и конкурентоспособность АЭС

В настоящее время можно говорить о следующих типах ядерного топливного цикла: открытый ЯТЦ, прямой замкнутый ЯТЦ с вовлечением "старого" энергетического плутония и отсроченный замкнутый ЯТЦ с вовлечением "старого" энергетического плутония. В свою очередь, открытый ЯТЦ можно подразделить на ОЯТЦ без вовлечения и с вовлечением оружейного плутония, а прямой замкнутый ЯТЦ – на ЗЯТЦ с вовлечением и без вовлечения оружейного плутония. Основные параметры и выражения для расчета топливных составляющих в издержках производства электроэнергии для этих циклов представлены на рис. 2.1-2.5.

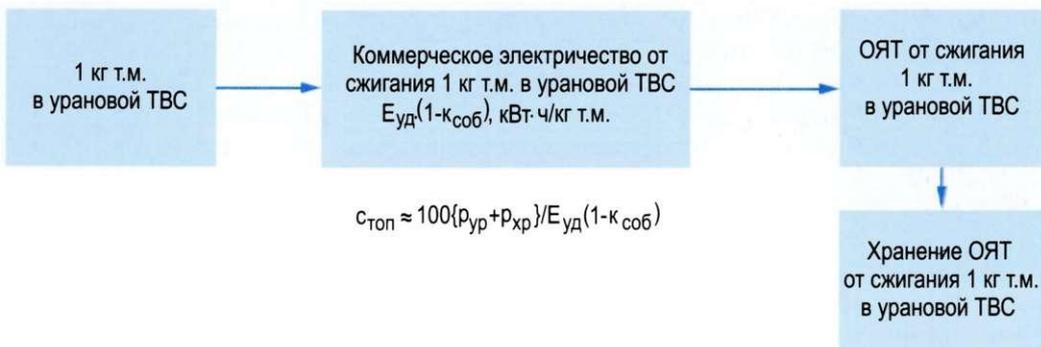


Рис. 2.1. Открытый ЯТЦ

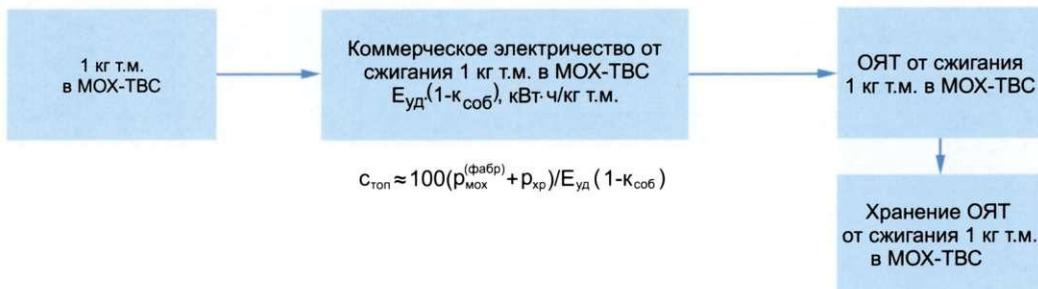


Рис. 2.2. Открытый ЯТЦ с вовлечением бесплатного оружейного плутония



$$c_{\text{топ}} = 100\{p_{\text{ур}} + p_{\text{ур}}^{(\text{пер})}(1 + M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{ст})}/M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{нов})}) + p_{\text{мох}}^{(\text{фабр})}(1 + M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{ст})}/M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{нов})})/g_{\text{ур}}^{(\text{мох})} + p_{\text{мох}}^{(\text{пер})}(1 + M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{ст})}/M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{нов})})/g_{\text{ур}}^{(\text{мох})}\}/\{E_{\text{уд}}(1-\kappa_{\text{соб}}) + E_{\text{уд}}(1-\kappa_{\text{соб}})(1 + M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{ст})}/M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{нов})})/g_{\text{ур}}^{(\text{мох})}\};$$

$$c_{\text{топ}} \approx 100\{p_{\text{ур}} + [p_{\text{ур}}^{(\text{пер})} + (p_{\text{мох}}^{(\text{фабр})} + p_{\text{мох}}^{(\text{пер})})/g_{\text{ур}}^{(\text{мох})}][1 + M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{ст})}/M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{нов})}]/E_{\text{уд}}(1-\kappa_{\text{соб}})\} \{1 + [1 + M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{ст})}/M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{нов})}]/g_{\text{ур}}^{(\text{мох})}\};$$

$$E_{\text{уд}} = (\lambda_{\text{ур}}/859,804) \eta_{\text{дэс}} = \lambda_{\text{ур}} \eta_{\text{дэс}}/85980,4 = 16,7 \cdot 10^9 z_{\text{ит}} \eta_{\text{дэс}}/85980,4 = 194230 z_{\text{ит}} \eta_{\text{дэс}}$$

Рис. 2.3. Прямой замкнутый ЯТЦ с вовлечением энергетического плутония из "старого" ОЯТ



$$c_{\text{топ}} \approx 100\{p_{\text{ур}} + (p_{\text{ур}}^{(\text{пер})} + p_{\text{ур}}^{(\text{пер})} M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{ст})}/M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{нов})}) + p_{\text{мох}}^{(\text{фабр})}(1 + M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{ст})}/M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{нов})}) + p_{\text{мох}}^{(\text{пер})}(1 + M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{ст})}/M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{нов})})/g_{\text{ур}}^{(\text{мох})}\}/\{E_{\text{уд}}(1-\kappa_{\text{соб}}) + E_{\text{уд}}(1-\kappa_{\text{соб}})(1 + M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{ст})}/M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{нов})})/g_{\text{ур}}^{(\text{мох})}\};$$

$$c_{\text{топ}} \approx 100\{p_{\text{ур}} + (p_{\text{ур}}^{(\text{пер})} + p_{\text{мох}}^{(\text{фабр})} + p_{\text{мох}}^{(\text{пер})})(1 + M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{ст})}/M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{нов})})/E_{\text{уд}}(1-\kappa_{\text{соб}})\}(2 + M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{ст})}/M_{\text{ОЯТ}}^{(\text{нов})})\}$$

Рис. 2.4. Прямой замкнутый ЯТЦ с вовлечением бесплатного оружейного плутония и энергетического плутония из "старого" ОЯТ



Рис. 2.5. Отсроченный замкнутый ЯТЦ с вовлечением энергетического плутония из "старого" ОЯТ

В открытом ЯТЦ без вовлечения бесплатного оружейного Pu (см. рис.2.1.) топливные издержки складываются из затрат на изготовление урановых ТВС, расходов на длительное хранение облученного ЯТ, образовавшегося при "сжигании" этих ТВС и средств, накапливаемых для окончательного удаления ОЯТ. Дисконтированная величина последних ввиду длительности промежуточного хранения пренебрежимо мала. При этом топливная составляющая издержек производства электроэнергии ($c_{\text{топ}}$, цент/(кВт.ч)) определяется следующим выражением:

$$c_{\text{топ}} \approx 100(p_{\text{ур}} + p_{\text{xp}})/E_{\text{уд}}(1 - \kappa_{\text{соб}}),$$

где $p_{\text{ур}}$ – удельная цена урановой ТВС, долл./кг т.м.; p_{xp} – удельная цена длительного хранения ОЯТ, долл./кг; $E_{\text{уд}}$ – количество электроэнергии, вырабатываемой АЭС при сжигании 1 кг ЯТ, кВт.ч; $\kappa_{\text{соб}}$ – доля вырабатываемой электроэнергии, идущей на собственные нужды АЭС.

Количество электроэнергии, вырабатываемой АЭС при сжигании 1 кг ЯТ ($E_{\text{уд}}$, кВт.ч/кг т.м.), определяется следующим выражением:

$$E_{\text{уд}} \approx (\lambda_{\text{ят}}/860) \cdot \eta_{\text{аэс}} = \lambda_5 z_{\text{ят}} \eta_{\text{аэс}} / 86\,000 \approx 16,7 \cdot 10^9 z_{\text{ят}} \eta_{\text{аэс}} / 86\,000 \approx 194\,000 z_{\text{ят}} \eta_{\text{аэс}},$$

где $\lambda_{\text{ят}}$, λ_5 – удельная теплотворная способность ядерного топлива и ^{235}U , соответственно, ккал/кг; $\eta_{\text{аэс}}$ – КПД АЭС; $z_{\text{ят}}$ – выгорание ядерного топлива, %.

В открытом ЯТЦ с вовлечением бесплатного оружейного Pu (см. рис. 2.2) топливная составляющая издержек производства электроэнергии ($c_{\text{топ}}$, цент/(кВт.ч)) определяется следующим выражением:

$$c_{\text{топ}} \approx 100(p_{\text{ур}}^{\text{фабр}} + p_{\text{xp}})/E_{\text{уд}}(1 - \kappa_{\text{соб}}),$$

где $p_{\text{ур}}^{\text{фабр}}$ – удельная цена изготовления МОХ-топлива, долл./кг т.м.

В прямом замкнутом ЯТЦ с вовлечением энергетического Pu из "старого" ОЯТ (см. рис. 2.3) топливные издержки складываются из затрат на изготовление урановых ТВС, расходов на переработку "нового" ОЯТ, образовавшегося при "сжигании" этих ТВС, и "старого" ОЯТ, вовлекаемого в цикл, затрат на изготовление МОХ-топлива из переработанного ОЯТ, расходов на переработку ОЯТ, образовавшегося при сжигании этого МОХ-топлива, затрат на промежуточное хранение ВАО, образовавшихся после переработки ОЯТ, и средств, накапливаемых для окончательного удаления этих РАО. Дисконтированная величина последних ввиду

Таблица 2.1.

Исходные данные для расчета топливной составляющей издержек производства электроэнергии на АЭС

Показатель	Зарубежные АЭС [15]	Отечественные АЭС [16]
$p_{ур}$ - удельная цена урановой ТВС, долл./кг т.м.	1200-1400 (0,47-0,55 цент/(кВт·ч))	450 (13670 руб./кг т.м.) (0,18 цент/(кВт·ч))
$p_{ур}^{(пер)}$ - удельная цена переработки уранового ОЯТ, долл./кг т.м.	(540-60*)-(720-60*) (0,21-0,28 цент/(кВт·ч))	(130-30*) (0,05 цент/(кВт·ч))
$p_{мох}^{(пер)}$ - удельная цена переработки ОЯТ из МОХ-топлива, долл./кг т.м.	540-720 (0,21-0,28 цент/(кВт·ч))	130 (0,05 цент/(кВт·ч))
$p_{пер}^{(30)}$ - удельная дисконтированная (30 лет) цена переработки уранового ОЯТ, долл./кг т.м.	(54-6*)-(72-6*) при параметре дисконтирования 0,08 (0,02-0,03 цент/(кВт·ч))	(13-3*) при параметре дисконтирования 0,08 (0,005 цент/(кВт·ч))
$p_{хр}$ - удельная цена длительного хранения ОЯТ, долл./кг	60-290	6
$E_{уд}$ - количество электроэнергии, вырабатываемой АЭС (КПД = $\eta_{авэ}$) при сжигании 1 кг ЯТ (выгорание = $z_{ят}$ %), кВт·ч	194 230 $z_{ят} \eta_{авэ}$ 256 000 ($\eta=0,33$, $z = 4$ %)	194 230 $z_{ят} \eta_{авэ}$ 256 000 ($\eta=0,33$, $z = 4$ %)
$K_{соб}$ - доля вырабатываемой электроэнергии, идущей на собственные нужды АЭС	0,05	0,05
$g_{ур}^{(мох)}$ - отношение количества (кг) уранового ОЯТ, перерабатываемого для получения 1 кг т.м.МОХ-топлива, эквивалентного стандартному урановому топливу LWR, к 1 кг т.м.	6-7	6-7
$\rho_{от} = M_{оят}^{(ст)}/M_{оят}^{(нов)}$ - параметр вовлеченности "старого" ОЯТ в отсроченный замкнутый ЯТЦ (в переработку через 30 лет за счет "нового" электричества), т.е. отношение количества "старого" ОЯТ к количеству "нового" ОЯТ, которые будут перерабатываться совместно через 30 лет (за счет "нового" электричества)	0 1 2	0 1 2
$\rho_{пр} = M_{оят}^{(ст)}/M_{оят}^{(нов)}$ - параметр вовлеченности "старого" ОЯТ в прямой замкнутый ЯТЦ (в переработку за счет "нового" электричества), т.е. отношение количества "старого" ОЯТ к количеству "нового" ОЯТ, перерабатываемых совместно (за счет "нового" электричества)	0 1 2	0 1 2

* Величина, на которую уменьшается цена за счет выручки от продажи урана, полученного при переработке.

длительности промежуточного хранения пренебрежимо мала. Кроме того, ввиду малости объема ВАО (продуктов переработки ОЯТ) затратами на их промежуточное хранение также будем пренебрегать. При этом топливная составляющая издержек производства электроэнергии ($c_{\text{топ}}$, цент/(кВт·ч)) определяется следующим выражением:

$$c_{\text{топ}} \approx 100 \{ p_{\text{ур}} + [p_{\text{ур}}^{(\text{пер})} + (p_{\text{ур}}^{(\text{фабр})} + p_{\text{мох}}^{(\text{пер})}) / g_{\text{ур}}^{(\text{мох})}] [1 + M_{\text{оят}}^{(\text{см})} / M_{\text{оят}}^{(\text{нов})}] \} / \\ / E_{\text{юд}} (1 - \kappa_{\text{соб}}) \{ 1 + [1 + M_{\text{оят}}^{(\text{см})} / M_{\text{оят}}^{(\text{нов})}] / g_{\text{ур}}^{(\text{мох})},$$

где $p_{\text{ур}}^{(\text{пер})}$ - удельная цена переработки уранового ОЯТ, долл./кг т.м.; $p_{\text{ур}}^{(\text{фабр})}$ - удельная цена изготовления МОХ-топлива из продуктов переработки уранового ОЯТ, долл./кг т.м.; $p_{\text{мох}}^{(\text{пер})}$ - удельная цена переработки ОЯТ из МОХ-топлива, долл./кг т.м.; $g_{\text{ур}}^{(\text{мох})}$ - отношение количества (кг) уранового ОЯТ, перерабатываемого для получения 1 кг т.м. МОХ-топлива, эквивалентного стандартному урановому топливу LWR, к 1 кг т.м.; $M_{\text{оят}}^{(\text{см})} / M_{\text{оят}}^{(\text{нов})}$ - параметр вовлеченности "старого" ОЯТ в прямой замкнутый ЯТЦ (в переработку за счет "нового" электричества), т.е. отношение количества "старого" ОЯТ к количеству "нового" ОЯТ, перерабатываемых совместно (за счет "нового" электричества); $E_{\text{юд}}$ - количество электроэнергии, вырабатываемой АЭС ($\text{КПД} = \eta_{\text{аэс}}$) при сжигании 1 кг ЯТ (выгорание = $z_{\text{ят}}\%$); $\kappa_{\text{соб}}$ - доля вырабатываемой электроэнергии, идущей на собственные нужды АЭС.

В прямом замкнутом ЯТЦ с вовлечением бесплатного оружейного плутония и энергетического плутония из "старого" ОЯТ (см. рис. 2.4) топливные издержки складываются из расходов на изготовление урановых ТВС, расходов на переработку "нового" ОЯТ, образовавшегося при "сжигании" этих ТВС, и "старого" ОЯТ, вовлекаемого в цикл, расходов на изготовление МОХ-топлива из переработанного ОЯТ и расходов на переработку ОЯТ, образовавшегося при сжигании этого МОХ-топлива. При этом топливная составляющая издержек производства электроэнергии ($c_{\text{топ}}$, цент/(кВт·ч)), определяется следующим выражением:

$$c_{\text{топ}} \approx 100 \{ p_{\text{ур}} + (p_{\text{ур}}^{(\text{пер})} + p_{\text{мох}}^{(\text{фабр})} + p_{\text{мох}}^{(\text{пер})}) \cdot (1 + M_{\text{оят}}^{(\text{см})} / M_{\text{оят}}^{(\text{нов})}) \} / \\ / \{ E_{\text{юд}} \cdot (1 - \kappa_{\text{соб}}) (2 + M_{\text{оят}}^{(\text{см})} / M_{\text{оят}}^{(\text{нов})}) \}.$$

В отсроченном замкнутом ЯТЦ с вовлечением энергетического Pu из "старого" ОЯТ (см. рис. 2.5) топливные издержки складываются из расходов на изготовление урановых ТВС, расходов на длительное (30 лет) хранение ОЯТ, образовавшегося при "сжигании" этих ТВС, и средств, накапливаемых на переработку (через 30 лет) этого ("нового") ОЯТ и на переработку "старого" ОЯТ. При этом топливная составляющая издержек производства электроэнергии ($c_{\text{топ}}$, цент/(кВт·ч)), определяется следующим выражением:

$$c_{\text{топ}} \approx 100 \{ p_{\text{ур}} + p_{\text{ур}}^{(30)} [1 + M_{\text{оят}}^{(\text{см})} / M_{\text{оят}}^{(\text{нов})}] + p_{\text{хр}} \} / E_{\text{юд}} \cdot (1 - \kappa_{\text{соб}}),$$

где $p_{\text{ур}}$ - удельная цена урановой ТВС, долл./кг т.м.; $p_{\text{ур}}^{(30)}$ - удельная дисконтированная (30 лет) цена переработки уранового ОЯТ, долл./кг т.м.; $M_{\text{оят}}^{(\text{см})} / M_{\text{оят}}^{(\text{нов})}$ - параметр вовлеченности "старого" ОЯТ в отсроченный замкнутый ЯТЦ (в переработку через 30 лет за счет "нового" электричества), т.е. отношение количества "старого" ОЯТ к количеству "нового" ОЯТ, которое будет перерабатываться совместно через 30 лет (за счет "нового" электричества); $p_{\text{хр}}$ - удельная цена длительного хранения ОЯТ, долл./кг.

Исходные данные для расчета топливной составляющей приводятся в табл. 2.1 [15, 16], а результаты расчета в табл. 2.2.

Таблица 2.2. Топливная составляющая для различных ЯТЦ, $c_{\text{тон}}$, цент/(кВт·ч)

Тип ЯТЦ	Зарубежные АЭС	Отечественные АЭС
Открытый ЯТЦ	0,61	0,19
Открытый ЯТЦ с вовлечением бесплатного оружейного Pu	0,52	0,21
Прямой замкнутый ЯТЦ с вовлечением "старого" энергетического Pu	0,78 - без "старого" Pu 0,98 ($\rho_{\text{пр}} = 1$) 1,13 ($\rho_{\text{пр}} = 2$)	0,24 - без "старого" Pu 0,28 ($\rho_{\text{пр}} = 1$) 0,31 ($\rho_{\text{пр}} = 2$)
Прямой замкнутый ЯТЦ с вовлечением бесплатного оружейного Pu и "старого" энергетического Pu	0,75 - без "старого" Pu 0,82 ($\rho_{\text{пр}} = 1$) 0,86 ($\rho_{\text{пр}} = 2$)	0,25 - без "старого" Pu 0,27 ($\rho_{\text{пр}} = 1$) 0,28 ($\rho_{\text{пр}} = 2$)
Отсроченный замкнутый ЯТЦ с вовлечением "старого" энергетического Pu	0,63 - без "старого" Pu 0,66 ($\rho_{\text{от}} = 1$) 0,68 ($\rho_{\text{от}} = 2$)	0,19 - без "старого" Pu 0,20 ($\rho_{\text{от}} = 1$) 0,20 ($\rho_{\text{от}} = 2$)

2.4. Обращение с облученным ядерным топливом

Стратегическим направлением развития ядерной энергетики России является замыкание ядерного топливного цикла, в результате которого должны обеспечиваться более полное использование природного ядерного топлива и искусственных делящихся материалов, образующихся при работе ядерных реакторов (плутоний и др.), минимизация образования РАО от переработки ЯТ и приближение к радиационной эквивалентности захораниваемых отходов и извлеченного природного топлива. Ключевым звеном при реализации указанной стратегии является обращение с облученным ЯТ и образующимися РАО.

Облученное ЯТ – это ядерное топливо, извлеченное из реактора после облучения и не пригодное для дальнейшего использования в этом реакторе без переработки.

Облученное ЯТ является ценным сырьем для получения компонентов ядерного топлива и некоторых важных изотопов. С другой стороны, облученное ЯТ является потенциально опасным продуктом деятельности ядерных энергетических установок: именно в нем сосредоточено до 98 % общей радиоактивности материалов, вовлеченных в сферу человеческой деятельности.

Объем облученного ЯТ в мире и в нашей стране весьма значителен (однако он невелик в сравнении с объемом других отходов техногенной деятельности). В мире к 2000 г. накоплено 250 тыс. т облученного ЯТ. В настоящее время количество облученного ЯТ в России на АЭС и в хранилищах радиохимических заводов составляет ~14 тыс. т, а его суммарная радиоактивность - 4,6 млрд Ки. И этот объем неуклонно растет: в России ежегодный прирост количества ОЯТ составляет ~ 850 т, в мире 11-12 тыс. т.

Выгружаемое из ЯЭУ топливо в основном находится на хранении, так как перерабатывается в относительно небольших масштабах.

Переработку основной массы облученного ядерного топлива целесообразно отложить до начала серийного строительства быстрых реакторов нового поколения.

ЯТ реакторов ВВЭР-440 и ВВЭР-1000. В России действует 6 энергоблоков реакторов ВВЭР-440 с годовым образованием облученного ЯТ 87 т. Для них по урану реализован ЗЯТЦ: после выдержки в приреакторных бассейнах-выдержки (БВ) в течение 3-5 лет ЯТ ВВЭР-440 вывозится в транспортных комплексах ТК-6 на переработку на завод РТ-1 в соответствии с темпами образования облученного ЯТ.

На 7 энергоблоках реакторов ВВЭР-1000 в России ежегодно образуется 190 т облученного ЯТ. За рубежом действует 17 энергоблоков ВВЭР-1000, ряд АЭС находится в стадии проектирования и строительства. Для реакторов ВВЭР-1000 ЯТЦ не является замкнутым: облученное ЯТ после выдержки в БВ вывозится с АЭС в централизованное хранилище на ГХК; решение вопроса переработки ЯТ связано с модернизацией завода РТ-1 и созданием завода РТ-2.

В настоящее время на АЭС России находится 1100 т облученного ЯТ реакторов ВВЭР общей активностью 0,9 млрд Ки; на хранении на ГХК – 2100 т.

ЯТ реакторов РБМК. Ежегодно на 11 российских энергоблоках реакторов РБМК-1000 образуется 550 т облученного ЯТ. Для реакторов РБМК реализуется открытый ЯТЦ, удовлетворяющий концепции длительного (более 50 лет) отложенного решения. Облученное ЯТ хранится на АЭС в водной среде в приреакторных бассейнах выдержки и отдельно стоящих хранилищах ОЯТ (ХОЯТ). Вместимость существующих хранилищ обеспечит работу блоков в течение 6 лет. В настоящее время на площадках АЭС хранится более 7800 т облученного ЯТ общей активностью 3,1 млрд Ки. Облученное ЯТ РБМК с АЭС не вывозится. Вывоз будет реализован с созданием на АЭС узлов резки пополам ОТВС РБМК.

После 2005 г. предполагается принимать топливо на сухое хранение в Горнохимический комбинат (ГХК), для обеспечения чего необходимо построить там хранилище сухого типа и определить оптимальные условия хранения облученного ЯТ.

ЯТ реактора БН-600 Белоярской АЭС. В реакторе БН-600 ежегодно образуется 6,2 т облученного ЯТ, которое после выдержки направляется на переработку на завод РТ-1, - для ЯТ данного типа реализован ЗЯТЦ по урану.

ЯТ реакторов АМБ Белоярской АЭС и ЭГП-6 Билибинской АЭС. Оба реактора АМБ остановлены к 1989 г., общая масса облученного ЯТ - 156 т. Хранится ОТВС в чехлах в двух бассейнах выдержки. В качестве основного варианта принято решение о выгрузке всего ЯТ реакторов АМБ из БВ и дальнейшем сухом хранении его на площадке АЭС.

Четыре реактора ЭГП-6 имеют проектно обоснованные ресурсы до 2004 г. (далее может быть реализован вариант продления их эксплуатации). Облученное ЯТ, общая масса которого 164 т, хранится в БВ.

Хранилища облученного ЯТ. Используемая в настоящее время на большинстве ядерных объектов технология хранения облученного ЯТ в водной среде обеспечивает эффективное охлаждение тепловыделяющего топлива, однако в воде протекают процессы коррозии ОТВС и конструкционных материалов.

Для продления срока хранения и сокращения затрат необходим переход на сухой способ хранения, когда коррозия ОТВС и конструкционных материалов незначительна и существенно сокращается количество образующихся отходов.

Радиохимическая переработка ЯТ осуществляется в настоящее время на заводе РТ-1 ПО "Маяк" и будет продолжаться после его модернизации. Ранее ЯТ планировалось перерабатывать и на заводе РТ-2 на ГХК.

Действующий завод РТ-1 ПО "Маяк". На заводе в настоящее время перерабатывается ОТВС реакторов ВВЭР-440, БН, транспортных и исследовательских реакторов.

Проектная мощность завода в расчете на ЯТ ВВЭР-440 составляет 400 т/год. Для переработки используется водно-экстракционная технология. Регенерированный уран применяется для получения топлива реакторов РБМК и БН, диоксид нептуния используется для реакторного получения изотопа ^{238}Pu , диоксид плутония, полученный при переработке, складывается. Переработка ЯТ сопровождается образованием жидких РАО, которые направляются на отверждение. В настоящее время реализуется технология фракционирования РАО с выделением в первую очередь цезия и стронция.

Завод РТ-2 (ГХК). На заводе планируется перерабатывать ОЯТ реакторов ВВЭР-1000 (которое накапливается пока в хранилище ГХК), зарубежных реакторов PWR и BWR и, возможно, российских реакторов РБМК. Пуск завода возможен к 2020 г., проектная мощность завода 1500 т ОЯТ/год. Предполагается перерабатывать кондиционные и дефектные ОТВС.

Программой работ по обращению с ЯТ энергетических, транспортных и исследовательских установок с подготовкой реализации замкнутого топливного цикла в России предусматривается:

- увеличение емкости действующего хранилища облученного ЯТ реакторов типа ВВЭР-1000 на ГХК до 9 тыс. т;
- строительство сухого хранилища облученного ЯТ реакторов ВВЭР-1000 и РБМК-1000 на ГХК с доведением общей емкости до 33 тыс. т;
- завершение строительства хранилища облученного ЯТ АПЛ и АЭС с реакторами ВВЭР-1000 на ПО "Маяк" и приобретение дополнительных транспортных средств;
- строительство завода РТ-2 на ГХК мощностью 1500 т/год, а также комплекса по захоронению ВАО от переработки ЯТ.

2.5. Выводы

■ При сохранении современной ядерной энерготехнологии на тепловых реакторах мировые ресурсы урана стоимостью до 80 долл./кг будут исчерпаны к середине XXI века, если темпы его расходования останутся на нынешнем уровне.

■ При имеющихся ресурсах урана (залежи в недрах, складские запасы на горнодобывающих предприятиях, запасы высокообогащенного урана) срок функционирования атомной энергетике на тепловых реакторах в России при условии ее роста в соответствии со "Стратегией развития атомной энергетике России в первой половине XXI века" ограничивается 2070-2080 гг. Если оставаться на уровне мощности российских АЭС ~20 ГВт (эл.), то урана хватит примерно на 120-130 лет.

■ Замыкание топливного цикла по урану позволит увеличить мощность ядерной энергетике примерно на 11 %, а замыкание по урану и плутонию вместе - на 18 %. При этом в обоих случаях срок функционирования ядерной энергетике на тепловых реакторах остается практически таким же, как и при незамкнутом топливном цикле.

■ Ограниченность международного рынка уранового топлива может стать одним из факторов, лимитирующих развитие ядерной энергетике на тепловых реакторах в развивающихся странах.

■ Существующая ядерная энерготехнология не может представлять собой основу для крупномасштабной атомной энергетике.

■ Использование ядерного топлива в быстрых реакторах с рециклированием облученного топлива в тысячи раз расширит топливную базу ядерной энергетике.

ГЛАВА 3

Энергетика на возобновляемых источниках

В общем мировом потреблении энергии ~ 9,5 млрд т н.э. (по состоянию на начало 1999 г.) на долю возобновляемых источников приходится ~3 %, из них 2,3 % на гидроэнергию.

Несмотря на то, что производство тепловой и электрической энергии на основе нетрадиционных возобновляемых источников энергии в настоящее время невелико, доля их в общем энергобалансе постепенно растет. В большинстве промышленно развитых стран мира (США, Германии, Японии, Франции, Англии, Дании, Испании и др.) существуют национальные программы развития нетрадиционной энергетики, предусматривающие в течение 5-10 предстоящих лет значительное расширение использования альтернативных источников энергии: до 2-5 % (Дания, Голландия, США) и даже до 10-15 % (Новая Зеландия, Австралия, Канада) общего потребления. Использование солнечной, ветровой и геотермальной энергии, биомассы, энергии моря, малых водных потоков, а также низкопотенциального сбросного тепла электростанций и промышленных предприятий, бытовых отходов связано:

- с необходимостью предотвращения ущерба, наносимого окружающей среде традиционной энергетикой, основанной на сжигании органического топлива, а в перспективе нежелательных глобальных изменений климата;
- принципиальной ограниченностью ископаемых топливных ресурсов в целом и существующим дефицитом собственных топливных ресурсов в некоторых странах, в частности, стремлением этих стран уменьшить импорт энергоносителей;
- трудностями энергоснабжения отдаленных и труднодоступных районов.

В настоящее время на земном шаре ~ 1,6 млрд чел. не обеспечиваются централизованно энергией, а почти 2 млрд - электроэнергией [14]. Создание локальных энергоисточников на возобновляемых местных ресурсах может быть одним из реальных путей решения этой проблемы (табл. 3.1.).

Таблица 3.1. Установленная мощность нетрадиционных электростанций в мире (1997 г.), ГВт [17]

Нетрадиционные электростанции	Установленная мощность
Солнечные	0,4
Геотермальные	6
Ветровые	6,457
Приливные	0,253
Малые ГЭС	25,910
Всего	39,020

За последние 25 лет в структуре топливно-энергетического хозяйства в мировой экономике произошли определенные изменения. Удельный вес ископаемого топлива в потреблении первичных энергоносителей сократился с ~86 % в 1973 г. до ~79 % в 1998 г., а доля атомной энергии и энергии возобновляемых источников, включая гидроэнергию, возросла за этот период с ~1 до ~7 % и с ~13 до ~14 % соответственно. Общий рост поставок первичных энергоносителей в мире составил ~57%, в том числе угля ~47 %, нефти ~25 %, природного газа ~96 %, всех возобновляемых источников ~67 %. При этом потребление гидроэнергии выросло вдвое, а биомассы - на 57 % [3].

Вследствие того, что в промышленно развитых странах в последнее время рост энергопотребления существенно замедлился и прогнозы его изменения в перспективе неопределенны, строительство новых крупных электростанций связано с большим риском. Энергетические компании предпочитают наращивать мощности путем строительства сравнительно небольших энергетических блоков. Некоторые промышленно развитые страны (типичный пример – Япония) практически не имеют собственных ресурсов органического топлива и базируют свою энергетику на импортных поставках. Это снижает энергетическую безопасность страны и заставляет по возможности ориентироваться на ядерную энергетику и использование местных альтернативных источников энергии (АИЭ).

Экономике развивающихся стран свойственны трудности с реализацией больших капиталовложений, что ограничивает сооружение крупных традиционных электростанций. В развивающихся странах большая доля населения живет в сельской местности в сравнительно небольших поселениях, отстоящих далеко друг от друга. В этих условиях создание энергосистем по индустриальному типу, когда электроэнергия вырабатывается на крупных электростанциях и доставляется в районы с высокой плотностью населения, оказывается нерентабельным. Очевидные преимущества в этом случае имеет создание энергоустановок относительно малой мощности, базирующихся на АИЭ и снабжающих местных потребителей.

Большинство промышленно развитых стран сегодня имеет государственные программы по разработке усовершенствованного оборудования, использующего АИЭ; крупные компании организуют производство этого оборудования, создают установки "под ключ" и организуют их сервисное обслуживание.

Россия имеет достаточный опыт эксплуатации установок и станций на АИЭ и научно-технический задел для более широкого их внедрения. Во всех регионах созданы службы координации деятельности предприятий и организаций, занимающихся проблемами нетрадиционной энергетики.

К действующим электроустановкам альтернативной (возобновляемой) энергетики относятся Паужетская (11 МВт) и первая очередь Верхне-Мутновской ГеоТЭС, Кислогубская приливная станция (450 кВт), до 1500 ветроэлектроустановок разной мощности (от 0,1 до 16 кВт), фотоэлектрические установки (общей мощностью до 100 кВт).

Альтернативная теплоэлектроэнергетика сегодня - это около 3000 тепловых насосов единичной мощностью от 10 кВт до 8 МВт; установки солнечного теплоснабжения общей площадью солнечных коллекторов до 100 тыс. м²; около 20 биоэнергетических установок по переработке отходов животноводства с выработкой биогаза; геотермальное теплоснабжение в Дагестане, Ставропольском и Краснодарском краях в объеме 3 млн Гкал/год; 7-8 функционирующих из 20 построенных мусоросжигающих заводов, вырабатывающих около 300 тыс. Гкал/год; 4 станции по переработке городских сточных вод с выработкой биогаза и др. [18].

В целом по использованию АИЭ Россия отстает практически от всех развитых стран. Вместе с тем потенциал этих источников чрезвычайно велик (табл. 3.2).

Таблица 3.2. Ресурсы АИЭ России, ГВт [18]

Первичный источник	Потенциал		
	валовой	технический	экономический
Солнечная энергия	$2,2 \cdot 10^6$	$2,2 \cdot 10^3$	12
Геотермальная энергия	—	—	110
Ветровая энергия	$25 \cdot 10^3$	$1,9 \cdot 10^3$	10
Приливная энергия	—	50	15
Энергия малых рек	350	120	62

Очевидно, что страна располагает значительными ресурсами АИЭ. Кроме того, принципиальная возможность их использования в большинстве случаев продемонстрирована, многие виды оборудования производятся отечественной промышленностью, имеются ниши, где АИЭ уже сегодня оказываются конкурентоспособными по сравнению с традиционными источниками энергии. Однако помимо вполне понятной определенной географической привязки использование АИЭ имеет существенные технические и экономические ограничения.

Технические ограничения связаны с проблемой устойчивости энергосистем и изолированных энергоузлов при наличии в них электростанций с нерегулируемым графиком выработки энергии.

Экономические ограничения объясняются тем, что степень приближения к уровню безусловной конкурентоспособности в настоящее время различна для разных АИЭ. Хотя ряд из них, например геотермальные станции, сооружаемые или намеченные к сооружению на Камчатке и Курилах, уже сегодня экономически эффективны, для большинства нетрадиционных электростанций предстоит пройти этап опытно-промышленного освоения. Это требует больших капиталовложений и ввиду длительности инвестиционного цикла и отсутствия гарантий прибыли (что исключает широкое привлечение частного капитала) возможно только при государственном финансировании проектов. Учитывая общую экономическую ситуацию в России в целом и в электроэнергетике в частности, в настоящее и ближайшее время нереально рассчитывать на значительные инвестиции в данной сфере, а следовательно, и на существенное увеличение использования АИЭ.

В «Энергетической стратегии России» общий объем АИЭ, вовлеченных в топливно-энергетический баланс, оценивается на уровне 12-20 млн т у.т./год, т.е. порядка 1,1-1,6 % валового внутреннего потребления энергоресурсов.

Общее представление о вариантах развития АИЭ в России (в виде прогнозируемой установленной мощности нетрадиционных электростанций) до 2015 г. дано в табл.3.3.

По всей видимости, в ближайшие 25 лет развитие возобновляемых источников энергии в мире предполагается весьма умеренным, несмотря на все достижения в этой области за последние годы.

Таблица 3.3. Прогнозируемые установленные мощности нетрадиционных электростанций в России до 2015 г., МВт [17]

Электростанции	Вариант		
	максимальный	минимальный	наиболее вероятный
Солнечные	50	2	6-8
Геотермальные	300	50-60	110-120
Ветровые	1000-2000	150-300	500
Приливные	7000	0	0-40
Малые ГЭС	1000*	600*	800*
Всего	9350-10350	802-962	1416-1468

* В том числе существующие в настоящее время малые ГЭС общей мощностью 545 МВт.

Так, выработка электроэнергии на АИЭ в европейских странах ОЭСР прогнозируется в 2020 г. 233-452 ТВт.ч против 21 ТВт.ч в 1997 г., в странах ОЭСР Северной Америки - 170-464 ТВт.ч (1997 г. - 87 ТВт.ч), и в странах АТР - 72-112 ТВт.ч (1997 г. - 32 ТВт.ч) [6].

Таким образом, в зависимости от вариантов удельный вес электроэнергии, выработанной на АИЭ, в ее суммарном производстве прогнозируется специалистами МЭА к 2020 г. в следующих интервалах: для европейских стран ОЭСР - 5,2-10,0 %, для Северной Америки - 3,0-8,1 %, для стран АТР - 4,1-6,4%. Различна в этих регионах и прогнозируемая структура выработки электроэнергии (табл. 3.4).

Таблица 3.4. Производство электроэнергии в странах ОЭСР отдельными видами АИЭ, % [7]

Энергия	Европа		Северная Америка		АТР	
	2010 г.	2020 г.	2010 г.	2020 г.	2010 г.	2020 г.
Геотермальная	5	3-4	14	15-14	31-25	33-23
Энергия ветра	40-32	47-39	10-23	22-42	6-8	12-19
Биомасса и отходы	50-61	46-55	75-62	62-43	60-61	49-50
Солнечная, приливная и др.	3-2	4-2	1	1	3-6	6-8
Итого	100	100	100	100	100	100

Что же касается основных развивающихся стран (КНР, Бразилии, Индии), то их возможный вклад в развитие энергии на базе АИЭ эксперты МЭА оценивают невысоко. Так, на уровне 2020 г. в КНР производство электроэнергии на основе АИЭ прогнозируется в объеме 12 ТВт.ч (0,3 % суммарной выработки по стране),

в Бразилии - 16 ТВт.ч (2,5 %), в Индии - 18 ТВт.ч (1,2 %) [7]. В остальных развивающихся странах ситуация с использованием АИЭ, как правило, еще хуже. Суммарно в развивающихся странах в 2020 г. намечается произвести 119,1 ТВт.ч электроэнергии на базе АИЭ [6]. Правда, здесь необходимо оговориться, что в нашем случае речь идет только об использовании АИЭ современными высокотехнологическими средствами, а не о сжигании дров, хвороста и отходов сельского хозяйства в примитивных печах открытого огня. С учетом же последнего суммарное использование биомассы и отходов в развивающихся странах возрастет с 886 млн т н.э. в 1997 г. до 1103 млн т н.э. в 2020 г., в том числе в КНР - с 208 до 221 млн т н.э. и в Индии - со 193 до 223 млн т н.э. [7].

Как следует из данных, приведенных в гл. 1, в развитых странах прогнозируется сравнительно небольшой рост энергопотребления прежде всего за счет применения энергосберегающих технологий. В несколько раз более высокие темпы роста энергопотребления ожидаются в развивающихся странах Азии, Африки и Латинской Америки. Естественно, они будут обеспечиваться прежде всего за счет более дешевой традиционной технологии энергоснабжения.

Опыт Западной Европы свидетельствует о том, что освоение возобновляемых источников энергии на первоначальном этапе требует больших удельных затрат, дотаций со стороны государства и выходит на конкурентоспособный уровень только при достижении достаточно высокой технической и технологической культуры.

Наибольший интерес сегодня представляют технологии, использующие гидроэнергию, солнечную энергию, энергию ветра и биомассы.

3.1. Гидроэнергетика

В общем потреблении энергии в мире, составившем в 1998 г. ~9,5 млрд т н.э., доля гидроэнергии составляет ~2,3 %. В мировое производство электроэнергии гидроэнергетика дает вклад ~18 % [3].

В России в 1999 г. на гидроэлектростанциях было выработано 161,4 млрд кВт.ч электроэнергии, что составило ~19 % ее общего производства [4].

Запасы гидроэнергии оцениваются количеством энергии, которая может быть получена, если все крупные реки перегордить плотинами: ~3400 ГВт, из которых ~25 % может быть реализовано по техническим и экономическим условиям, что составляет половину всей производимой сегодня в мире электроэнергии.

Наибольшие запасы гидроресурсов находятся в Китае, России, США и Бразилии. В развитых странах значительная часть гидроэнергетического потенциала уже освоена: в Северной Америке - более 60 %, в Европе - более 40 %. Большая часть новых ГЭС будет построена в развивающихся странах, на долю которых приходится около 45 % мировых гидроресурсов. Наиболее крупные программы реализуются в Бразилии и Китае. С учетом экологического воздействия они будут строиться в основном в горных или сильно всхолмленных районах. В частности, в Китае в текущей пятилетке основной упор делается на развитие гидроэнергетики по сравнению с тепловой и атомной: планируется в начале XXI века довести долю ГЭС до 30 % при нынешних 24 %.

По оценкам МЭА, использование гидроресурсов в мире к 2020 г. возрастет до 356 млн т н.э. (1998 г. - 218 млн т н.э.), а их доля в суммарном потреблении энергоресурсов составит 2,6 % [3].

Гидроресурсы обеспечат выработку в 2020 г. свыше 3900 ТВт.ч электроэнергии, то есть в 1,5 раза больше, чем в 1997 г. Правда, удельный вес гидроресурсов в суммарном производстве электроэнергии падает, эта тенденция сохранится и в предстоящие десятилетия (1971 г. - 23 %, 1997 - 18 %, 2010 г. - 17 %, 2020 г. - 15 %) [7].

Так, в КНР выработка электроэнергии на ГЭС возрастет до 622 ТВт.ч (1997 г. - 196 ТВт.ч), в Индии - до 171 ТВт.ч (1997 г. - 75 ТВт.ч), в странах Восточной Азии - до 183 ТВт.ч (1997 г. - 78 ТВт.ч), в Латинской Америке - до 947 ТВт.ч (1997 г. - 541 ТВт.ч). Всего на развивающиеся страны к 2020 г. придется около 54% мирового производства электроэнергии на ГЭС [6].

Диапазон мощностей ГЭС очень велик: от 3 кВт до ~18 ГВт (Китай). ГЭС установленной мощностью менее 1 МВт называются малыми. В КНР в сельских районах за последние 15 лет было построено 60 тыс. малых ГЭС общей установленной мощностью 3 ГВт.

В мире насчитывается около 100 ГЭС единичной мощностью более 1 ГВт, из них 29 вошли в эксплуатацию в течение последних 10 лет, 36 находятся в стадии строительства, а остальные вступили в строй до 1970 г.

Гидроресурсы России по экономически эффективному потенциалу сопоставимы с современной выработкой всех электростанций страны. Однако их освоение (за исключением использования малых ГЭС) требует очень больших сроков и капиталовложений. С учетом этого возможная выработка ГЭС составит 170-177 млрд кВт.ч в 2010 г. и 190-200 млрд кВт.ч в 2020 г.

Гидроэнергетика будет развиваться в основном в Сибири и на Дальнем Востоке, обеспечивая практически базисный режим работы тепловым электростанциям этих районов. В европейских районах продолжится сооружение не крупных пиковых ГЭС, преимущественно в районах Северного Кавказа.

Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России “Энергетической стратегией” намечается также ввод в европейской части страны двух-трех ГАЭС.

Доля мощности ГЭС в России, оставаясь стабильной в ближайшие годы (21,3 % в 1995 г., 21-22% в 2010 г.), будет постепенно снижаться.

3.2. Ветровая энергетика

Потенциальный ресурс ветровой энергии оценивается в ~50 тыс. ГВт, из которых ~2 тыс. ГВт могут быть реализованы по техническим условиям. Электрическая мощность реального ветроэнергетического агрегата составляет 30-40 % мощности рабочего воздушного потока при условии, что этот агрегат работает в устойчивом диапазоне проектных скоростей. Однако часть времени скорость ветра неизбежно выходит за пределы расчетных скоростей, поэтому эта величина уменьшается до 10-25% в зависимости от местоположения ветроагрегата.

Ветроэнергетические установки (ВЭУ) достигли сегодня уровня коммерческой зрелости и в местах с благоприятными скоростями ветра могут конкурировать с традиционными источниками электроснабжения. Наибольшее распространение из установок, подсоединяемых к энергосети, сегодня получили ветроэнергетические установки единичной мощностью 100-500 кВт. Удельная стоимость ВЭУ мощностью 500 кВт составляет сегодня около 1200 долл./кВт и имеет тенденцию к снижению. Одновременно создаются ВЭУ и с существенно большей единичной мощностью. За 1987-1993 гг. в мире было сооружено около 25 ВЭУ мегаваттного класса. Считается, что если среднегодовая скорость ветра не менее 5-7 м/с, а эквивалентное число часов в году, при котором вырабатывается номинальная мощность, не менее 2 тыс., то такое место благоприятно для установки крупной ВЭУ и даже ветровой фермы. Автономные установки киловаттного класса для энергоснабжения сравнительно мелких потребителей могут применяться и в районах с меньшими среднегодовыми скоростями ветра.

Сегодня в некоторых промышленно развитых странах установленная мощность ВЭУ достигает заметных значений. Так, в США установлено более 1,5 ГВт ВЭУ, а в Дании ВЭУ производят около 3% потребляемой страной энергии. Велика установленная мощность ВЭУ в Швеции, Нидерландах, Великобритании и Германии. По мере совершенствования оборудования ВЭУ и увеличения объема их выпуска стоимость ВЭУ, а значит и стоимость производимой ими энергии снижаются. Если в 1981 г. стоимость электроэнергии, производимой ВЭУ, составляла примерно 30 цент/(кВт.ч), то сегодня она составляет 6-8 цент/(кВт.ч).

В развивающихся странах интерес к ВЭУ связан в основном с автономными установками малой мощности, которые могут использоваться в населенных пунктах, удаленных от систем централизованного электроснабжения. Такие установки уже сегодня конкурентоспособны с дизелями, работающими на привозном топливе. Однако непостоянство скорости ветра в некоторых случаях заставляет либо устанавливать параллельно с ВЭУ аккумуляторную батарею, либо резервировать ее установкой на органическом топливе. Естественно, это повышает стоимость установки и ее эксплуатации, поэтому распространение таких установок пока невелико.

Суммарная установленная мощность ВЭУ в мире в 1997 г. составила 8 ГВт, из которых на европейские страны приходилось 56 %, США - около 20 % и Индию - 12 %. Суммарно эти ВЭУ выработали 11,5 ТВт.ч электроэнергии, в том числе 63 % - в Европе, 30 % - в США и только около 1 % в Индии [7].

Специалисты МЭА прогнозируют значительный рост как установленной мощности ВЭУ, так и выработанной на них электроэнергии. Так, в 2020 г. в базовом варианте суммарная установленная мощность ВЭУ в мире ожидается свыше 60 ГВт, т.е. в 7,5 раза выше, чем в 1997 г., а выработка электроэнергии на них соответственно 177,5 ТВт.ч (рост в 15,4 раза) [7]. Анализ этих данных свидетельствуют, что доминирующей тенденцией останется рост единичной мощности ВЭУ и степени их эффективности, достигаемой, в частности, увеличением диапазона скоростей ветра, при которых установка может обеспечивать выработку электроэнергии (в первую очередь - за счет малых скоростей - до 3 м/с).

Основная часть ВЭУ и выработки на них электроэнергии будет приходиться на западно-европейские государства - соответственно 63 и 62 % общемировых значений. Удельный вес стран Северной Америки составит соответственно 17 и 21 %, Южной Азии - 8 и 6 %. По мнению специалистов МЭА, страны с переходной экономикой, включая Россию, по-прежнему будут аутсайдерами - их удельный вес составит 0,7 % мировой мощности ВЭУ и 0,45 % выработанной на них электроэнергии [7].

В так называемом "альтернативном" варианте прогноза МЭА, ориентированном на максимальное снижение в мировом энергетическом балансе традиционных органических видов топлива, параметры возможного развития ветровой энергетики в странах ОЭСР существенно выше. Так, суммарная установленная мощность ВЭУ в 2020 г. прогнозируется здесь на уровне 124 ГВт против 53 ГВт в базовом варианте, а выработка электроэнергии на ВЭУ соответственно 389 и 156 ТВт.ч. Наибольший прирост использования ветровой энергии в альтернативном варианте ожидается в странах Северной Америки (в 5,2 раза по установленной мощности и в 5 раз по выработке электроэнергии) [7].

3.3. Геотермальная энергетика

Мировой потенциал геотермальной энергетики (до глубины 5 км) оценивается в ~30 тыс. ГВт, из которых ~2 % могут быть технически реализованы.

Для России экономический потенциал геотермальной энергетики составляет ~110 ГВт (см. табл. 3.2).

С геологической точки зрения, геотермальные энергоресурсы можно разделить на гидротермальные конвективные системы, горячие сухие системы вулканического происхождения и системы с высоким тепловым потоком.

Гидротермальные конвективные системы – это подземные бассейны пара или горячей воды, которые выходят на поверхность земли, образуя гейзеры, сернистые грязевые озера и фумаролы. Их можно разделить на системы с преобладанием горячей воды (Уайракей и Бродлендс в Новой Зеландии, Серро-Прието в Мексике, Солтон-Си в Калифорнии, Отаке в Японии) и системы с преобладанием пара (Ландерелло в Италии, Гейзер в Калифорнии, Мацукава в Японии).

Горячие сухие системы вулканического происхождения – это магма и непроницаемые горячие сухие породы. Получение энергии непосредственно из магмы пока технически неосуществимо.

Системы с высоким тепловым потоком обнаружены в Северной и Южной Америке, на Дальнем и Ближнем Востоке, в Африке и Европе.

Первая геотермальная электростанция была построена в 1904 г. в Ландерелло (Италия). Сейчас мощность этой станции 360 МВт. Геотермальные станции работают в США (500 МВт), Новой Зеландии (190 МВт), Японии (30 МВт). На различных стадиях разработки находятся геотермальные месторождения в Чили (Эль-Татио), Никарагуа (Момотомбо), Турции (Кызылдере, Афьон), Кении (Олкариа), Эфиопии, на о-ве Гваделупа, в западной части США, Индии.

В настоящее время вклад геотермальной энергии в мировое производство электроэнергии составляет 0,3 % (42,3 ТВт.ч в 1998 г.). Суммарная установленная мощность ГеоТЭС в мире в 1997 г. составила 7,8 ГВт, из которых 37 % приходилось на страны Северной Америки. Геотермальное тепло используется в основном в районах вулканизма.

МЭА прогнозирует до 2020 г. существенный рост использования геотермальной энергии, особенно в странах ОЭСР, на которые, по базовому варианту прогноза, в 2020 г. будет приходиться 47 % мощностей мировых ГеоТЭС. Всего к этому периоду мощность ГеоТЭС составит более 17 ГВт, что обеспечит выработку 112 ТВт.ч электроэнергии (0,4 % всей электроэнергии) [7].

В "альтернативном" варианте прогноза МЭА в странах ОЭСР использование геотермальной энергии будет существенно выше, чем в базовом. Так, установленная мощность ГеоТЭС здесь в 2020 г. составит 17 ГВт против 8 ГВт в базовом варианте, а выработка электроэнергии соответственно 108 и 56 ТВт.ч.

В России перспективы использования геотермальной энергии в первую очередь связывают со строительством Мутновской ГеоТЭС (полная мощность - 200 МВт, первая очередь - 80 МВт) и реконструкцией Паужетской ГеоТЭС (с увеличением мощности до 21 МВт) на Камчатке, возможным строительством океанской ГеоТЭС на о-ве Итуруп-Курилы (30 МВт), развитием геотермального теплоснабжения.

3.4. Солнечная энергетика

Энергетический потенциал солнечного излучения огромен – ~10⁸ ГВт, из которого технически может быть освоено по разным оценкам от 0,01 до 0,10 %.

Использование солнечной энергии сегодня сводится в основном к производству низкопотенциального солнечного тепла с помощью простейших плоских солнечных

коллекторов. Например, в США в 1990 г. из 3,6 млн ГДж энергии, произведенной за счет солнечной радиации, 3,5 млн ГДж представляло собой низкопотенциальное тепло, использованное для горячего водоснабжения, подогрева воды в плавательных бассейнах и в меньшей степени для отопления. В Израиле, в соответствии с законом, требующим, чтобы каждый дом был снабжен солнечной водонагревательной установкой, установлено около 800 тыс. солнечных коллекторов, которые производят около 15 млн ГДж энергии и обеспечивают 70 % населения горячей водой [20].

В конце 70-х - начале 80-х годов в разных странах мира было построено 7 пилотных солнечных электростанций (СЭС) так называемого башенного типа мощностью от 0,5 до 10 МВт. Самая крупная СЭС мощностью 10 МВт (Solar One) построена в Калифорнии. К настоящему времени ни одна из этих СЭС не эксплуатируется, поскольку намеченные для них исследовательские программы выполнены, а эксплуатация их как коммерческих электростанций оказалась невыгодной.

В странах МЭА, а именно они являются лидерами в использовании солнечной энергии, в 1995 г. ее суммарное потребление равнялось 0,448 млн т н.э., что составило 0,01 % общего потребления первичных энергоресурсов этих стран.

В частности, выработка электроэнергии на основе солнечной энергии составила 1,4 ТВт.ч (0,018 % общего производства электроэнергии). Среди стран МЭА по использованию солнечной энергии и для производства тепла, для выработки электроэнергии доминируют США (57% от стран МЭА) и Германии (37 %) [21].

В промышленно развитых странах активное внедрение фотоэлектрических установок (ФЭУ) объясняется несколькими факторами. Во-первых, ФЭУ рассматриваются как экологически чистые источники, способные уменьшить вредное воздействие на окружающую среду. Во-вторых, применение ФЭУ в частных домах повышает энергетическую автономию и защищает владельца при возможных перебоях в централизованном электроснабжении. Следует отметить, что правительства некоторых стран (например, Германии) поощряют использование АИЭ частными владельцами, доплачивая электрокомпаниям, если они покупают у них излишки электроэнергии по более высокой цене. В-третьих, немаловажное значение имеет динамика изменения показателей ФЭУ за последние два десятилетия, на основании которой на ближайшее время прогнозируется достижение конкурентоспособности ФЭУ для ряда приложений. В частности, Министерство энергетики США при условии расширения рынка применения прогнозирует падение стоимости установленного пикового 1 Вт мощности ФЭУ до 2 долл. США, что сделает их конкурентоспособными для децентрализованного электроснабжения. Основываясь на этом, в некоторых странах разрабатываются проекты крупных пилотных ФЭУ, которые позволят накопить необходимый опыт и в то же время в результате увеличения масштаба продукции понизят цену установок, а значит и стоимость электроэнергии.

Однако даже при инсоляции, характерной для так называемого солнечного пояса (2500 кВт.ч/м^2), стоимость электроэнергии, производимой ФЭУ, вряд ли окажется меньше 30 цент/(кВт.ч) [22] и эти установки напрямую не могут конкурировать с электроэнергией, производимой на крупных тепловых или атомных станциях. Для установок с параболическими концентраторами и термодинамическим циклом преобразования энергии эта стоимость составляет 12-15 цент/(кВт.ч) (при уровне мощности 5-50 кВт). Крупные установки башенного типа при мощности ~100 МВт могут оказаться конкурентоспособными с современными ТЭС, т.е. производить электроэнергию стоимостью ~5-6 цент/(кВт.ч) [22].

В вышедшем в 1995 г. в МЭА ежегодном обзоре мировой энергетики прогнозировалось, что к 2010 г. выработка электроэнергии на солнечных станциях в странах ОЭСР может колебаться от 9,5 до 13,9 ТВт.ч [23].

3.5. Приливная энергетика

Мировой потенциальный ресурс приливной энергетики оценивается в 2500 ГВт, из которых технически реализуемы ~800 ГВт.

Приливные электростанции (ПЭС) используют энергию колебания жидкости при приливах и отливах. В России это, например, Кислогубская ПЭС (1968 г. - 450 кВт), во Франции действует ПЭС Лараж мощностью свыше 300 МВт. Недостатком таких ПЭС являются вынужденные периодические колебания нагрузки и необходимость применения более дорогих (обратимых) турбин.

Суммарное производство энергии от использования энергии океана оценивалось в странах МЭА в 1998 г. в 0,054 млн т н.э., что составляло 0,62 ТВт.ч электроэнергии [24]. Из них 95 % приходилось на Францию и 5 % - на Канаду.

3.6. Энергия биомассы

Глобальный потенциальный энергетический ресурс биомассы оценивается в ~50 тыс. ГВт, из которых технически реализуемы ~15 тыс. ГВт.

Биомасса представляет собой древнейший источник энергии, однако ее использование до недавнего времени сводилось к прямому сжиганию либо в открытых очагах, либо в печах и топках, но также с весьма низким КПД. В последнее время внимание к эффективному энергетическому использованию биомассы существенно повысилось, причем в пользу этого появились и новые аргументы:

- использование растительной биомассы при условии ее непрерывного восстановления (например, новые лесные посадки после вырубки леса) не приводит к увеличению концентрации CO_2 в атмосфере;
- в промышленно развитых странах в последние годы появились излишки обрабатываемой земли, которую целесообразно использовать под “энергетические плантации”;
- энергетическое использование отходов (сельскохозяйственных, промышленных и бытовых) решает также экологические проблемы;
- вновь созданные технологии позволяют использовать биомассу значительно более эффективно.

Потенциал биомассы, пригодный для энергетического использования, в большинстве стран достаточно велик, и его эффективному использованию уделяется значительное внимание.

Уже в 1995 г. в странах МЭА выработка электроэнергии на биомассе (не считая отходов) составила 78,1 ТВт.ч, т.е. 1 % всего производства электроэнергии в этих странах. Кроме того, выработка электроэнергии на сжигании бытовых и промышленных отходов составила 36,2 ТВт.ч [25].

В 1998 г. суммарное использование этих видов энергии в странах МЭА составило 154,6 тыс. т н.э. (1995 г. - 142,4), а в целом по странам ОЭСР 168,4 тыс. т н.э. (1995 г. - 154,5) [26].

К 2020 г., как уже отмечалось, суммарное производство электроэнергии на базе биомассы и отходов составит, по оценкам МЭА, в странах ОЭСР порядка 248-505 ТВт.ч [7].

3.7. Выводы

■ Доля альтернативных источников энергии в общем энергобалансе непрерывно возрастает. В настоящее время геотермальная энергетика дает ~0,5 % общего мирового производства электроэнергии, а вклад солнечной, ветровой и других видов энергии – менее 0,1 %. В большинстве промышленно развитых стран мира существуют национальные программы развития нетрадиционной энергетике, предусматривающие в течение 5-10 предстоящих лет значительное расширение использования альтернативных источников энергии: до 2-5 % (Дания, Голландия, США) и даже до 10-15 % (Новая Зеландия, Австралия, Канада) общего потребления. Использование солнечной, ветровой, геотермальной энергии, биомассы, энергии моря, малых водных потоков особенно актуально для отдаленных и труднодоступных районов, которые не обеспечены централизованными поставками энергии и в которых сегодня проживают около 1 млрд чел.

■ Россия имеет достаточный опыт эксплуатации установок и станций с альтернативными источниками энергии и научно-технический задел для более широкого их использования. Во всех регионах созданы службы по координации деятельности предприятий и организаций, занимающихся проблемами нетрадиционной энергетике.

■ Россия располагает значительными ресурсами альтернативных источников энергии. Хотя ряд из них, например, геотермальные станции, сооружаемые или намеченные к сооружению на Камчатке и Курильских островах, уже сегодня экономически эффективны, для большинства нетрадиционных электростанций предстоит пройти этап опытно-промышленного освоения. Это требует больших капиталовложений и ввиду длительности инвестиционного цикла и отсутствия гарантий прибыли возможно только при государственном финансировании, на что нереально рассчитывать при существующей общей экономической ситуации в России.

■ Основными недостатками альтернативных энерготехнологий, использующих возобновляемые источники энергии, являются:

- непостоянство используемой первичной энергии;
- малая плотность потока первичной энергии;
- определенная географическая привязка.

■ В мировом и российском топливно-энергетическом балансе альтернативные энерготехнологии могут играть только вспомогательную роль.

ГЛАВА 4

Энергия термоядерного синтеза

Потенциал термоядерного синтеза как источника энергии велик. Даже если предположить, что дейтерий-тритиевые термоядерные реакторы должны будут обеспечивать все будущие потребности электроэнергетики, то запасов основного расходного материала – лития – хватит на многие сотни лет. Кроме того, литий, как и дейтерий, в больших количествах содержится в морской воде, что делает топливные ресурсы таких реакторов практически неограниченными. Еще больше энергии можно извлечь при дейтерий-дейтериевом топливном цикле.

Термоядерный реактор обладает большим потенциалом естественной безопасности:

- в нем невозможна реактивная авария, т.е. неконтролируемый рост мощности;
- низкое остаточное энерговыделение в материалах реактора после его остановки гарантирует целостность конструкции в случае прекращения активного охлаждения;
- даже в запроектных аварийных ситуациях на термоядерной энергостанции не требуется эвакуации населения;
- низкая радиоактивность отходов допускает их выдержку и поверхностное захоронение непосредственно на площадке реактора;
- отсутствие делящихся материалов снимает проблему нераспространения;
- нет выбросов углекислого газа.

К настоящему времени разработано большое количество проектов термоядерных реакторов типа токамак, включая уже успешно действующие крупномасштабные экспериментальные установки TETR, JT-60, JET, DIII-D и др. Проведенные эксперименты показали возможность термоядерного синтеза с магнитным удержанием плазмы. За ними должно последовать создание экспериментального реактора, целью которого будет доказательство возможности осуществления длительной самоподдерживающейся реакции термоядерного синтеза. Экспериментальный реактор должен быть установкой типа токамак, поскольку для этого способа удержания плазмы и база данных, и степень разработанности являются наибольшими.

На экспериментальном термоядерном реакторе должна быть отработана технология, необходимая для создания демонстрационного энергетического термоядерного реактора (DEMO), опыт эксплуатации которого должен будет показать экономическую эффективность термоядерной энерготехнологии.

4.1. Международный термоядерный экспериментальный реактор

В настоящее время термоядерные исследования достигли такого уровня, когда работы по научной и технической осуществимости получения термоядерной энергии могут быть переведены на следующий этап – этап создания международного экспериментального реактора (ИТЭР). Работы по эскизному проектированию начались в 1988 г. и успешно завершились в 1990 г. В настоящее время заканчивается технический проект реактора ИТЭР.

Общей программной целью проекта реактора ИТЭР является демонстрация научной и технической осуществимости использования термоядерной энергии в мирных целях. Проект ИТЭР должен достичь этого демонстрацией управляемого зажигания и длительного горения дейтерий-тритиевой плазмы, демонстрацией основных технических решений и комплексных испытаний компонентов. Проект реактора ИТЭР должен быть также нацелен на демонстрацию стационарной работы с использованием неиндуктивного поддержания тока в термоядерной плазме. Важное предположение, положенное в основу уточненных технических целей, заключается в том, что должна существовать подпитка тритием из внешних источников. В основу разработки конструкции реактора ИТЭР должны быть положены следующие общие принципы безопасности:

- гарантия, что сооружение реактора ИТЭР потенциально приемлемо на территории любой страны-участницы проекта;
- использование в максимальной степени преимуществ, связанных с внутренне присущими термоядерному синтезу характеристиками безопасности;

- соответствие пределам по дозам облучения и выбросам радиоактивных веществ, основанным на рекомендациях Международной комиссии по радиационной защите (МКРЗ) и Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), а в дальнейшем снижение выбросов и дозовых нагрузок на население и персонал промплощадки до уровней настолько низких, насколько это разумно достижимо (принцип ALARA);
- сведение к минимуму роли неопределенностей в обеспечении безопасности, а также зависимости оценок безопасности в физических параметрах плазмы и в характеристиках экспериментальных внутриреакторных компонентов.

Реактор ИТЭР должен надежно работать на уровне около 1,5 ГВт термоядерной мощности при минимальной продолжительности импульса горения около 1000 с; должен обладать достаточной эксплуатационной гибкостью и возможностью диагностирования. Реактор ИТЭР и параметры его плазмы должны быть разработаны с целью достижения удельной мощности горения, соответствующей будущим термоядерным реакторам.

Цели эксплуатации реактора ИТЭР заключаются в демонстрации и исследованиях устойчивого режима работы, развитии физических основ создания установки ДЕМО и в проведении испытаний ядерных компонентов. Испытания, которые предполагается провести на экспериментальных модулях, включают демонстрацию возможности самообеспечения термоядерного реактора тритием и получения высокопотенциального тепла для производства электроэнергии.

4.2. Параметры реактора ИТЭР и сценарии его эксплуатации

Основные технические проектные параметры реактора ИТЭР приведены ниже. Примерный план эксплуатации реактора ИТЭР в первые 10 лет представлен на рис.4.1.

Эксплуатация реактора ИТЭР и исследования плазмы должны осуществляться в два этапа продолжительностью примерно 10 лет каждый:

- этап получения базовых характеристик, включающий в себя сдачу реактора в эксплуатацию, демонстрацию контролируемого зажигания и устойчивого горения потребует поставки ~ 25 кг трития из внешних источников;
- этап повышенных характеристик в основном должен быть посвящен испытаниям компонентов и материалов при более мощных флюенсах нейтронов.

Основные параметры реактора ИТЭР

Большой радиус	8,14 м
Малый радиус	2,80 м
Конфигурация плазмы	полоидальный дивертор
Номинальная термоядерная мощность	1,5 ГВт
Номинальная нагрузка на первую стенку	1,0 МВт/м ²
Топливо	D, T (газ, таблетки)
Энергия плазмы:	
тепловая	0,9-1,2 ГДж
магнитная	1,1 ГДж
Ток плазмы	21 (макс.) МА
Напряженность тороидального магнитного поля	5,68 Тл (при R = 8,14 м)
Запас МГД-устойчивости	3,0 (при I = 21 МА)
Продолжительность горения (с зажиганием)	1000 с
Флюенс нейтронов	0,3 МВт.год/м ² (на этапе основных характеристик) >1,0 МВт.год/м ² (на этапе повышенных характеристик)

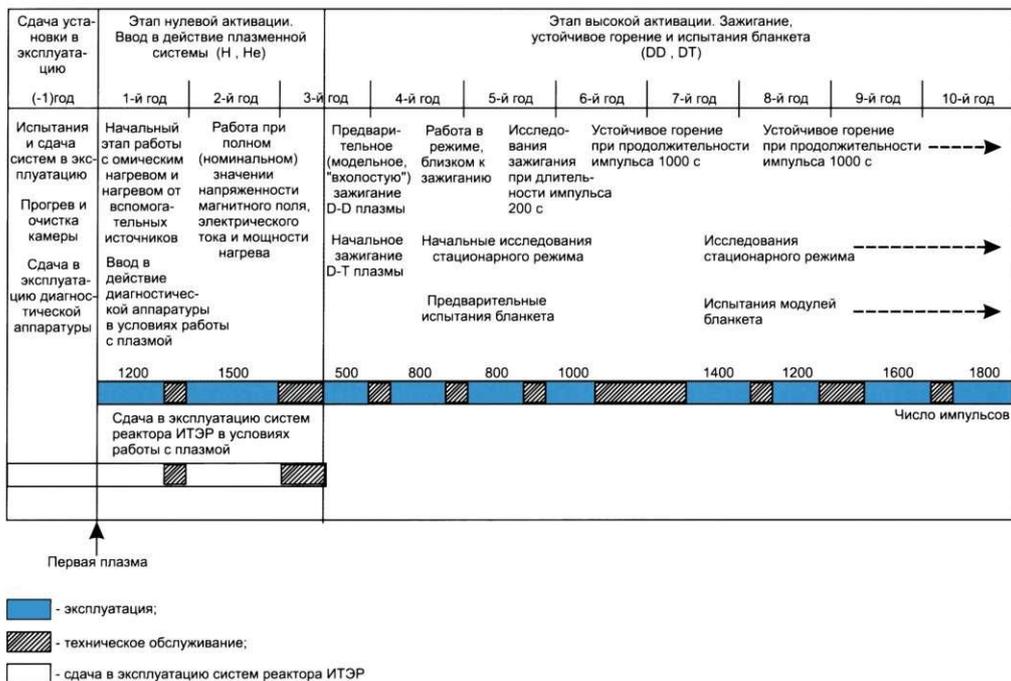


Рис. 4.1. Примерный план эксплуатации реактора ИТЭР на этапе базовых характеристик

4.3. Установка токамак

Реактор-токамак ИТЭР (рис. 4.2) представляет собой плазменную установку, в пределах которой заключена высокотемпературная плазма для получения термоядерной энергии. Важнейшими компонентами этой установки являются первичная или тороидальная вакуумная камера, а также сверхпроводящие магнитные системы, формирующие тороидальные и полоидальные магнитные поля. Эти системы, в свою очередь, расположены внутри вакуумированного криостата или вторичной вакуумной камеры, которая позволяет охлаждать тороидальную и полоидальную магнитные системы, а также их несущие механические конструкции до температур жидкого гелия 4,5 К. При этих температурах магнитные обмотки в состоянии формировать мощные магнитные поля, необходимые для стабильного удержания плазмы.

Три главные внутрикорпусные системы, необходимые для обеспечения работы с плазмой (внутрикорпусная ядерная защита или модули бланкета, вырабатывающего тритий; первая стенка, контактирующая с плазмой, а также пластины дивертора плазмы), заключены внутри тороидальной вакуумной камеры. В этой камере создаются условия глубокого вакуума, необходимые для реакции термоядерного синтеза. Кроме того, эта камера является первичным контейментом для газообразного D-T топлива, образующего плазму.

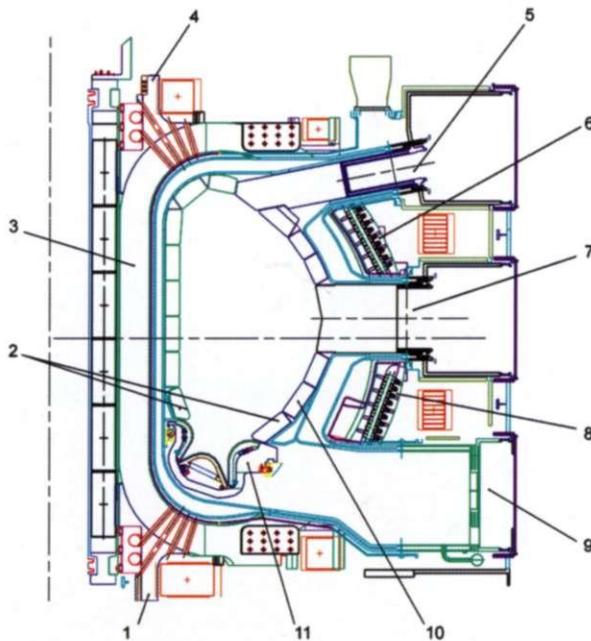


Рис. 4.2. Поперечный разрез реактора ИТЭР:

1 - нижняя опорная балка; 2 - отражатель-дефлектор; 3 - вакуумная камера; 4 - верхняя опорная балка; 5 - верхний порт; 6 - верхняя межкатушечная конструкция; 7 - экваториальный канал; 8 - промежуточная межкатушечная конструкция; 9 - порт для дивертора; 10 - бланкет; 11 - дивертор

При типичных рабочих условиях в плазме генерируется ~1500 МВт термоядерной энергии, из которых 1200 МВт образуются в виде высокоэнергетических нейтронов и 300 МВт - в виде α -частиц (высокоэнергетические ионы гелия). Тепловая энергия α -частиц поглощается самой плазмой, поддерживая ее температуру, и в конечном счете переносится к границам плазмы. Здесь эта энергия частично переносится на диверторные пластины, расположенные в верхней части тороидальной камеры, а частично излучается на первую стенку, которая образована специальной конструкцией из нержавеющей стали и меди, покрытых бериллиевой защитой. Первая стенка, образующая поверхности, обращенные к плазме, составляет единое целое с модулями бланкета и защиты. 300 МВт тепловой энергии, поглощенной в диверторе и первой стенке, далее отводятся от тороидальной камеры и криостата водяным теплоносителем первого контура.

Нейтронная мощность, генерируемая в плазме, поглощается внутрикорпусными сегментами бланкета. В воспроизводящем бланкете нейтроны поглощаются литием с образованием трития, который в конечном итоге воспроизводится и может быть использован для подпитки плазмы на этапе повышенных характеристик работы реактора ИТЭР. При оптимальных условиях в реакторе ИТЭР может генерироваться до 80 % тритиевого топлива, необходимого для его работы.

На рис. 4.3 показано изометрическое изображение камеры, бланкета и дивертора. Опоры вакуумной камеры, которые находятся в ее нижней части, соединены со стойками, выходящими из катушек тороидального поля. Основные размеры вакуумной камеры - 13,1-14,5 м. Основная функция вакуумной камеры - обеспечение высококачественного вакуума для плазмы и создание первого барьера безопасности

для удержания радиоактивных материалов. Система охлаждения камеры обеспечивает также отвод остаточного тепловыделения, даже если другие контуры охлаждения не функционируют. Вакуумная камера является опорой для бланкета и дивертора, а также воспринимает нагрузки, возникающие при срывах плазмы.

Основная тороидальная камера из нержавеющей стали 316LN расположена внутри криостата и состоит из сварной конструкции внутренней и внешней оболочек, опорных ребер, защиты, опорных конструктивных элементов для внутрикамерных компонентов, а также опорных колонн вакуумной камеры. Типовая толщина плит составляет 40-60 мм при общей толщине оболочки камеры 0,45-0,82 м. На внутренней плите вакуумной камеры с помощью 20 опорных стоек поддерживается задняя плита бланкета.

Система бланкета отводит от плазмы тепловой поток и основное тепло, возникающее вследствие поглощения нейтронов, и снижает облучение конструкционных материалов вакуумной камеры и сверхпроводящих катушек. Система допускает возможность замены защитного бланкета бланкетом, воспроизводящим тритий.

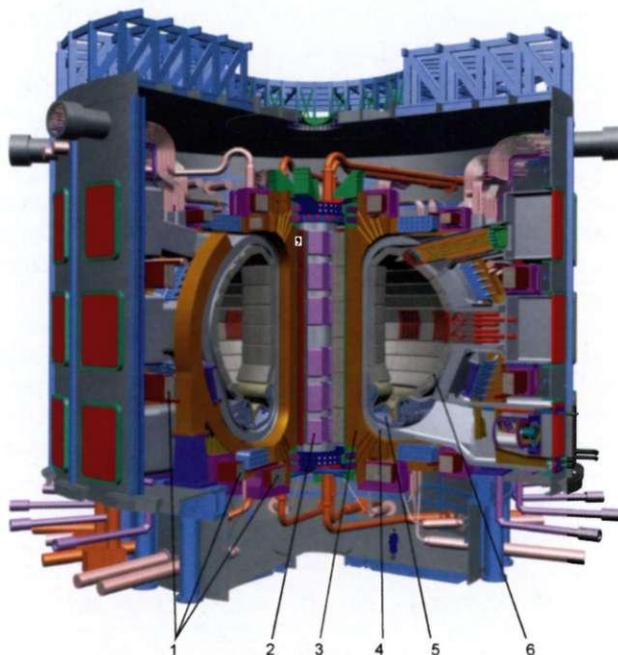


Рис. 4.3. Изометрическая проекция реактора ИТЭР:
1 - катушки полоидального поля; 2 - центральный соленоид; 3 - катушки тороидального поля; 4 - вакуумная камера; 5 - диверторные кассеты; 6 - бланкет/радиационная защита

Магнитная система реактора ИТЭР оказывает большое влияние на конструкцию всего реактора и представляет собой важный фактор при определении общих затрат и календарного плана-графика работ. В настоящее время сверхпроводящие кабели значительной длины успешно изготовлены различными промышленными предприятиями в разных странах в соответствии с техническими условиями и качеством и используются при намотке модельных электромагнитных катушек для испытаний в конце этапа инженерно-технических разработок.

Магнитная система состоит из 20 катушек, формирующих тороидальное поле, 7 катушек, формирующих полоидальное поле, 28 корректирующих катушек,

центрального соленоида и силовых конструкций. Тороидальные катушки создают постоянное магнитное поле для стабилизации плазмы. Катушки, формирующие полоидальное магнитное поле, изменяющееся во времени, служат для управления положением и формой плазменного шнура. Корректирующие катушки применяются для компенсации флуктуаций магнитного поля. Центральный соленоид обеспечивает значительную долю изменения магнитного потока, необходимого для инициирования плазмы, генерирования тока в плазме, а также поддержания тока через плазму в процессе горения. Конструктивные элементы магнитной системы объединяют все катушки в единую механическую систему как для восприятия гравитационных и магнитных нагрузок, так и в качестве несущей конструкции для вакуумной камеры и внутрикорпусных закладных элементов. Магнитные системы размещены внутри криостата, который обеспечивает тепловую изоляцию сверхпроводящих катушек, находящихся при температуре 4,5 К, от внешних тепловых потоков.

Общий вес катушки 740 т. Конструкция катушки рассматривается как достаточно прочная и способная без замены выдержать весь срок службы реактора. Максимальная индукция в кондукторе центрального соленоида достигает 13 Тл при накопленной энергии 10,8 ГДж. На поверхности катушек, формирующих полоидальное магнитное поле, индукция магнитного поля составляет 5-9 Тл. Все магнитные системы должны выдерживать до 50 тыс. импульсов при полной мощности токамака.

В рамках научно-исследовательской части программы ИТЭР поставщики - изготовители кабельных жил из сплава Nb_3Sn , собственно кабелей, материалов кабельных оболочек и оболочек продемонстрировали возможности изготовления продукции необходимого уровня качества. Изготовлены полноразмерные кабели и заключенные в оболочку кондукторы центрального соленоида и катушек тороидального поля.

Система подачи топлива состоит из системы подачи газообразного топлива, системы инъекции таблеток топлива, а также системы поддержания параметров в пристеночном слое. Инъекция газообразного топлива производится на двух полоидальных уровнях: в верхней части камеры и в полости дивертора. Размеры магистралей подачи топлива системы инъекции газа в основную камеру обеспечивают подачу 200 Па·м³/с для дейтерия и дейтерий-третиевой смеси и 100 Па·м³/с для всех остальных газов при давлении подачи 0,1 МПа.

Общая система подачи примесного газа для остановки реактора состоит из инъекции двух различных газов (например, неона и аргона). Предварительные оценки показывают, что остановка термоядерного реактора и последующее гашение плазмы должно происходить за 3 с.

Откачка. Система низкого вакуума откачивает тороидальную камеру от атмосферного до начального рабочего давления крионасоса (10 Па) и обезгаживает систему крионасосов. Конструкция системы высоковакуумной откачки тороидальной камеры базируется на 16 группах регенерируемых криогенных насосов. Управление каждым из этих насосов осуществляется независимо, что позволяет регенерировать отдельные насосы, останавливать их в случае поломки или регулировать скорость откачки в тороидальной камере. Общее количество трития, накопленного в крионасосах, прямо пропорционально отрезку времени между последовательными регенерациями. В любой момент в период работы с плазмой 12 насосов откачивают плазменную камеру, остальные 4 насоса находятся на разных стадиях регенерации. При применении этой схемы максимальное накопление трития в насосах при расходе подачи D-T топлива в 200 Па·м³/с составляет 168 г.

Система охлаждения. В табл. 4.1 представлены параметры первичных систем теплообмена (ПСТО) blankets и дивертора.

Таблица 4.1 Параметры контуров первичных систем теплообмена blankets и дивертора

Параметр	Охлаждаемый узел		
	Внутренняя часть первой стенки/blanket	Внешняя часть первой стенки/blanket	Дивертор
Тепловая мощность одного контура, МВт	150	137,5	100
Температура теплоносителя на входе, °С	140	140	140
Температура теплоносителя на выходе, °С	191	174	165
Давление теплоносителя*, МПа	4,0	4,0	4,0
Перепад давлений внутри компонента, МПа	0,5	1,0	1,5
Запас воды в одном контуре внутри компонента, м ³	10,2	10,3	10,5
Количество контуров	10	4	4
Расход теплоносителя в одном контуре, кг/с	677	851	929
Внутренний диаметр трубопроводов контура**, м	0,478	0,527	0,575
Суммарное падение давления, МПа	0,98	1,58	1,84
Суммарный запас воды в одном контуре, м ³	38,9	51,4	61,4
Мощность насосов одного контура, МВт	1,0	2,0	2,6
Размеры насоса (диаметр×высота), м	1,9×4,7	2,5×5,7	2,7×6,2

* Максимальная величина в контуре ПСТО.

**Скорость питательной воды –4,0 м/с.

Система нагрева и поддержания тока плазмы. Для нагрева и поддержания тока в реакторе ИТЭР требуется мощность 100 МВт.

Основные функции системы нагрева и поддержания тока (СНВТ):

- разогревать плазму реактора ИТЭР до зажигания;
- возбуждать в плазме неиндуктивный ток;
- контролировать равновесие плазмы и состояние горения;
- обеспечивать переход между L и H модами удержания плазмы;
- стабилизировать магнитогидродинамические неустойчивости.

Система нагрева плазмы и возбуждения тока состоит:

- из ионной циклотронной системы нагрева и возбуждения тока;
- электронной циклотронной системы нагрева и возбуждения тока;
- системы нагрева с помощью инъекции пучка нейтральных частиц.

Кроме того, существует отдельная менее мощная система электронно-циклотронного резонанса, предназначенная для начальной ионизации и нагрева плазмы и обеспечения режима обезгаживания стенки. Указанные системы нагрева должны обеспечивать подвод к плазме реактора ИТЭР суммарной тепловой мощности 100 МВт. Основные параметры систем нагрева и поддержания тока приведены ниже.

Основные параметры нагрева и возбуждения тока

Система ионного циклотронного нагрева плазмы:	
число портов	4
диапазон частот	40-90 МГц
суммарная мощность	64 МВт
Система электронного циклотронного нагрева плазмы:	
число портов	2
диапазон частот	170 Гц
суммарная мощность	60 МВт
Пусковая система:	
частота (два уровня в одном диапазоне)	90-140 ГГц
суммарная мощность	6 МВт
Система инъекции нейтральных пучков:	
число портов	3
энергия пучка	400-1000 кэВ
суммарная энергия, подводимая к плазме	50 МэВ

Система нагрева и поддержания тока инъекцией пучков нейтральных частиц должна подводить к плазме мощность 50 МВт в виде пучков атомов дейтерия (D^0) с энергией 1 МэВ. Вся система состоит из трех инжекторов, каждый из которых подает 16,7 МВт через экваториальный порт.

Система ионного циклотронного нагрева и поддержания тока разработана для подвода к плазме в реакторе ИТЭР суммарной мощности более 50 МВт в диапазоне частот 40-70 МГц (с возможным расширением до 85 МГц). Система состоит из 32 модульных подсистем и четырех запасных. Каждая подсистема может генерировать выходную мощность более 2 МВт. Общая установленная мощность составляет таким образом 64 МВт и передается с помощью четырех антенных решеток, каждая из которых размещена в одном экваториальном порте.

Суммарная мощность 50 МВт при частоте 170 ГГц, вырабатываемая системой электронного циклотронного нагрева и возбуждения тока, передается в плазму через 60 волноводов, разделенных поровну между двумя каналами. Неиндуктивный нагрев и возбуждение тока могут быть осуществлены при напряженности центрального магнитного поля в диапазоне 4,2-5,7 Тл при использовании электронных циклотронных источников фиксированной частоты.

4.4. Проекты демонстрационных и энергетических термоядерных реакторов с магнитным удержанием плазмы

4.4.1. Термоядерные реакторы для получения электрической и тепловой энергии

Параллельно с разработкой проектов экспериментальных термоядерных реакторов с середины 70-х годов начались проработки концептуальных проектов демонстрационных (ДЕМО) и энергетических термоядерных реакторов (ТЯР), включавшие многочисленные типы плазменных систем с магнитным удержанием плазмы и инерционного синтеза. Практически все они базировались и продолжают базироваться на использовании дейтерий-тритиевого топливного цикла. Принципиальные отличия

их от проектов экспериментальных реакторов и больших физических установок следующие:

- потребность воспроизводства трития и вытекающая отсюда необходимость использования литийсодержащих (а во многих случаях и размножающих нейтроны) материалов в blankets реактора;
- в 10–50 раз больший ресурс работы с необходимостью использования радиационно стойких конструкционных материалов;
- реализация режимов стационарного или квазистационарного режима горения плазмы в системах с магнитным удержанием плазмы;
- необходимость достижения высоких значений температуры теплоносителя (и соответственно конструкционных материалов) для достижения высоких значений коэффициента преобразования тепла в электричество или использования тепла в промышленности.

Основной чертой современных проектов энергетических ТЯР, определяющей их физические характеристики, является режим работы с непрерывным поддержанием тока плазмы. При этом поддержание тока должно быть неиндукционным, что может быть достигнуто максимальным использованием бутстреп-эффекта – внутренне присущего свойства тороидальных систем типа токамак к самогенерации продольного тока в плазме – в совокупности с использованием одной из возможных систем дополнительного нагрева и поддержания тока. Для поддержания центральной части тока плазмы используется система инъекции нейтрального пучка на основе отрицательных ионов или система, основанная на гибридном резонансе частоты внешнего источника с одной из характерных частот плазмы, находящейся в магнитном поле. Минимизация затрат на внешнее поддержание тока в плазме и условия максимизации бутстреп-эффекта обуславливают выбор сильного тороидального магнитного поля (до 16,5 Тл), умеренного тока (12 МА) и высокого значения полоидального β (2,0) для установки, что достигается выбором высокого аспектного отношения для основной линии реакторов-токамаков.

Основные системы и компоненты энергетических ТЯР (за исключением системы производства электроэнергии) аналогичны описанным выше системам реактора ИТЭР, хотя заметно отличаются выбором материалов и рабочих параметров. Наиболее весомыми при выборе продвинутых технологических опций являются критерии стоимости, пассивной безопасности и влияния на окружающую среду. Современные требования к энергетическим ТЯР включают:

- стоимость производимого электричества не выше 8 цент/(кВт·ч) (в целях достижения ~6-6,5) для конкурентоспособности с другими источниками энергии;
- коэффициент использования мощности 50-60 %;
- легкую перегрузку внутренних компонентов реактора в процессе кампании;
- количество unplanned отключений мощности не выше 10 в год, включая срывы плазмы;
- обеспечение замкнутого тритиевого цикла с учетом прогнозируемого сценария развития термоядерной энергетики;
- отсутствие требований к эвакуации населения, находящегося за пределами площадки ТЯР, при нештатных ситуациях (соответствует дозе облучения ниже 1 бэр на границе площадки);
- отсутствие радиоактивных отходов выше класса С [28] при захоронении (низкоактивированные материалы);
- обеспечение безопасности персонала на уровне не ниже, чем на других источниках энергии.

В большинстве современных проработок ТЯР, как правило, рассматривается использование термоядерного реактора в качестве источника электроэнергии.

В настоящее время концепция токамака является доминирующей в разработке проектов ТЯР. В концептуальных проработках ТЯР также рассматривались стеллараторы [29], пинчи с обращенным полем [30], сферوماки [19], компактные торои [31] и амбиполярные ловушки [32].

4.4.2. Чистые термоядерные реакторы

Подавляющее большинство проектов ТЯР, рассматриваемых в настоящее время, базируется на концепции чистого ТЯР, т.е. не содержащего в blankets делящихся изотопов.

В blankets чистых ТЯР в качестве размножителя нейтронов используются материалы, включающие бериллий или свинец, обладающие возможностью размножения термоядерных нейтронов в $\sim 2,8$ и $1,85$ раза за счет реакции $(n,2n)$. Наилучшим размножителем нейтронов для чистых ТЯР является бериллий, хотя меньшее размножение нейтронов в blankets происходит на многих конструкционных материалах. Выделяющаяся в чистых blankets тепловая энергия не сильно превышает энергию термоядерного нейтрона и составляет 20-23 МэВ на один DT-нейтрон. Бридинговыми материалами могут служить жидкий литий, керамические материалы Li_2O , LiAlO_2 , Li_2SiO_3 , Li_2ZrO_3 и др., эвтектика $\text{Li}_{17}\text{Pb}_{83}$, соли LiFBeF_2 .

Последнее поколение проектов ТЯР на основе токамаков может быть представлено разработками ARIES-RS [33] и ARIES-ST [19] в США, SEAFP [34] в Европе, SSTR [35] в Японии и DEMO-C [36] в России. Основные параметры этих ТЯР приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2. Основные характеристики ТЯР на основе токамаков

Характеристика	ARIES-RS	SEAFP*	SSTR	ДЕМО-С**	ARIES-ST***
Термоядерная мощность реактора, ГВт	2170	3000	3000	2520	2740
Тепловая мощность реактора, ГВт	2620		3710	3100	3100
Электрическая мощность реактора, МВт:					
• брутто			1280	1145	1430
• нетто	1000		1080	600-700	1000
Мощность системы поддержания тока плазмы, МВт	~ 100		60	100-110	32
Средняя нейтронная нагрузка на первую стенку, МВт/м ²	3,96	2,1	3,8	2,52	4,1
Основные материалы:					
• конструкционный материал	$\text{V}_4\text{Cr}_4\text{Ti}$	MANET	Сталь F82H	Сталь или V-сплав	Ферритная сталь
• бридер	Литий	Li_4SiO_4 или Li_2O	Li_2O	Li_4SiO_4 или литий	LiPb
Размножитель нейтронов	Нет	Be	Be	Be	Нет
Теплоноситель	Li	He	H_2O	He или Li	LiPb и He
Перегрузка заменяемых элементов	Горизонтальное смещение сектора	Вертикальное смещение сектора blankets	Вертикальное смещение сектора blankets	Вертикальное смещение сектора blankets	Вертикальное смещение камеры и магнитов
Стоимость электроэнергии, цент/(кВт·ч)(эл.)	8,2	—	$\sim 11,5$	—	—

* Базовый вариант. ** Сферомак. *** Центральный столб/полоидальные катушки.

Одной из перспективных систем с магнитным удержанием плазмы, способной конкурировать с токамаком, является стелларатор.

Стелларатор — замкнутая магнитная ловушка, имеющая топологию тора и способная стационарно удерживать в ограниченном объеме высокотемпературную плазму с параметрами, необходимыми для протекания реакции термоядерного синтеза. В отличие от токамака, где магнитное поле, обеспечивающее удержание плазмы, создается протекающим внутри него электрическим током, в стеллараторе такое поле создается специальным образом выбранной системой внешних проводников. Стелларатор является в принципе стационарной системой, и в ней отсутствуют вызванные наличием электрического тока неустойчивости срыва плазмы. К его относительным недостаткам можно отнести более сложную конструкцию проводников, создающих магнитное поле, и, возможно, более высокие тепловые потери, вызванные большей теплопроводностью плазмы.

Параметры ТЯР на основе стелларатора представлены ниже концептуальной проработкой SPPS (США) [29, 37].

Параметры ТЯР на основе стелларатора

Термоядерная мощность реактора	1,73 ГВт
Тепловая мощность реактора	2,3 ГВт
Электрическая мощность реактора	
• брутто	1050 МВт
• нетто	1000 МВт
Стоимость электроэнергии	7,5 цент/(кВт·ч) (эл.)

4.4.3. Сжигание радиоактивных отходов ядерной энергетики в термоядерных реакторах

В некоторых сценариях развития комбинированной ядерной и термоядерной энергетики рассматривается применение термоядерных реакторов для ликвидации долгоживущих продуктов деления (^{129}I , ^{99}Tc и др.) и трансурановых элементов. Возможно также сжигание плутония, образовавшегося в тепловых реакторах деления. Термоядерные реакторы такого рода принципиально не отличаются по конструкции, удельным параметрам, стоимости от “чистых” термоядерных реакторов и, скорее всего, могут иметь двойное назначение: выработка энергии и “сжигание” долгоживущих высокоактивных отходов (ДВАО).

4.4.4. Источники термоядерных нейтронов

Испытания материалов и компонент реактора ДЕМО в петлях ядерных реакторов не могут полностью ответить на критические вопросы их радиационной стойкости. Равным образом недостаточны для этого и испытания в экспериментальных термоядерных реакторах из-за слишком большого разрыва в величинах потока и флюенса нейтронов.

Для представительных испытаний могут использоваться источники термоядерных нейтронов с большой плотностью потока. Основные требования к ним можно сформулировать следующим образом:

- минимальные размеры и стоимость источника и соответственно ограничение по термоядерной мощности уровнем 100-200 МВт;
- потребление электроэнергии всей площадкой источника нейтронов ниже 300-500 МВт;

- полный нейтронный флюенс 4-6 МВт·лет/м²;
- минимальная нейтронная нагрузка ~2 МВт/м²;
- стационарный режим или длинный цикл горения плазмы;
- полная облучаемая поверхность облучаемых образцов не менее 10 м²;
- испытания в условиях магнитных полей сопоставимых с полями ДЕМО (~2 Тл);
- коэффициент использования мощности не ниже 25 %.

Выполнение указанных требований позволит своевременно получить данные, необходимые для строительства ДЕМО. Они же приводят, по-видимому, к необходимости использовать внешнее снабжение тритием.

До настоящего времени рассматривались два основных источника термоядерных нейтронов: токамаки и открытые ловушки. Некоторые параметры этих проектов приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3. Параметры источников термоядерных нейтронов

Характеристика	Источник на основе		
	токамака с теплыми катушками	токамака со сверхпроводящими катушками	открытой ловушки (GDT2, GDT NS)
Термоядерная мощность реактора, МВт	100	400	
Нейтронная нагрузка на первую стенку, МВт/м ²	1,5	1,4	до 2
Нагрев и поддержание тока плазмы, МВт	50	35	20-60
Полное потребление электроэнергии, МВт	700	—	50

4.5. Выводы

■ Опыт действующих физических установок и научно-исследовательские работы, проведенные в обоснование проекта ИТЭР, являются достаточной основой для разработки инженерного проекта ДЕМО.

■ Анализ концептуальных проектов позволяет сделать вывод о возможности строительства первых коммерческих термоядерных реакторов во второй половине XXI века.

Выводы. Природные ресурсы и конкурентоспособность

1. Истощение запасов дешевого сырья и увеличение расходов на топливную инфраструктуру являются основными факторами, определяющими конкурентоспособность энергетики на ископаемое сырье.

2. Даже при очень низких российских ценах на газ топливная составляющая на газовых ТЭС при внутренних ценах на электроэнергию ~1 цент/(кВт·ч) будет составлять более 50 % издержек на ее производство. При увеличении к 2010 г. цены природного газа в России до ~50-55 долл./тыс. м³, что предусматривается

"Энергетической стратегией России", топливная составляющая в издержках производства электроэнергии увеличится до ~2,0 цент/(кВт·ч). А если доля топливной составляющей в цене электроэнергии будет такой же, как на современных западных газовых ТЭС, т.е. 70 %, то к 2010 г. цена "газового электричества" в России вырастет до ~3 цент/(кВт·ч).

3. Даже при низких российских ценах на уголь топливная составляющая на угольных ТЭС при внутренних ценах на электроэнергию ~1 цент/(кВт·ч) будет составлять более 60 % издержек на ее производство. При увеличении к 2010 г. цены угля в России до ~20 долл./т у.т., что предусматривается "Энергетической стратегией России", топливная составляющая в издержках производства электроэнергии увеличится до ~0,7 цент/(кВт·ч). А если доля топливной составляющей в цене электроэнергии будет такой же, как на современных западных угольных ТЭС, т.е. 45 %, то к 2010 г. цена "угольного электричества" в России вырастет до ~1,6 цент/(кВт·ч).

4. Доля развивающихся стран в импорте углеводородного топлива до 2020 г. будет расти (до 48 % против 37 % в 1998 г.), однако по мере исчерпания его запасов может начать уменьшаться в пользу богатых стран. Крупномасштабная энергетика на дефицитном импортном топливе (нефть и газ) для развивающихся стран станет недоступной по экономическим соображениям.

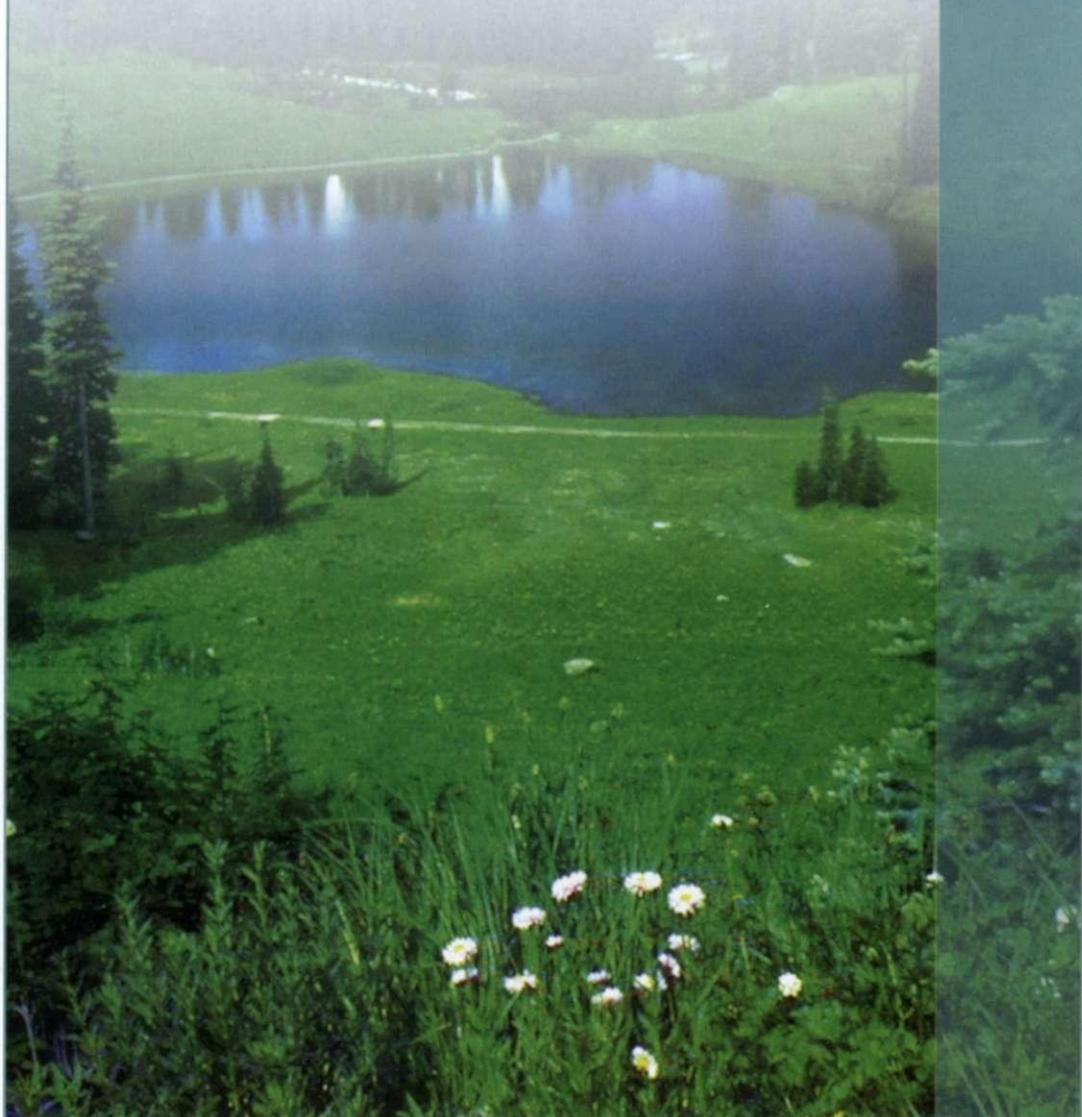
5. Ограниченность международного рынка уранового топлива может стать одним из факторов, лимитирующих развитие ядерной энергетики на тепловых реакторах в развивающихся странах. Ресурсы природного рентабельно извлекаемого из недр урана ограничены. При доминирующей сегодня практике "сжигания" урана в тепловых реакторах их хватит на 30-50 лет как в России, так и в мире в целом. Переработка рециклированных урана и плутония при рецикле последнего в тепловых реакторах может увеличить эти сроки лишь в 1,5 раза, вызывая увеличение издержек. Существующая ядерная энерготехнология не может представлять собой основу для крупномасштабной ядерной энергетики.

6. При переходе к замкнутому топливному циклу быстрых реакторов международный рынок ядерного топлива будет иметь практически неограниченную емкость.

7. Анализ концептуальных проектов позволяет сделать вывод о возможности строительства первых коммерческих термоядерных реакторов во второй половине XXI века.



**ТОПЛИВНЫЕ ЦИКЛЫ:
ВОЗДЕЙСТВИЕ
НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ
И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ**



Любая энерготехнология – это технология превращения топлива в управляемую энергию и отходы. В зависимости от отходов все энерготехнологии условно можно подразделить на две группы:

- энерготехнологии с нелокализуемыми отходами;
- энерготехнологии с локализуемыми отходами.

Условность такой классификации связана с тем, что любая энерготехнология порождает как локализуемые, так и нелокализуемые отходы. Поэтому, говоря об энерготехнологии с нелокализуемыми отходами, следует иметь в виду энерготехнологии, в которых основную часть отходов составляют технологически нелокализуемые отходы. К таким энерготехнологиям относятся, в частности, энергетика на ископаемом органическом топливе. Под энерготехнологиями с локализуемыми отходами подразумеваются энерготехнологии, в которых подавляющая часть отходов локализуется технологически. Ядерная энергетика относится к числу таких энерготехнологий.

Использование органического минерального топлива осуществляется главным образом его сжиганием, что приводит к огромному количеству ежегодных вредных выбросов в атмосферу: ~200 млн т диоксида углерода, ~100 млн т оксидов серы, ~70 млн т оксидов азота, ~60 млн т мелкодисперсных аэрозолей [43].

В России на долю предприятий ТЭК приходится свыше 30 % суммарных промышленных выбросов вредных веществ, более 80 % промышленных выбросов парниковых газов, 70 % - оксидов азота и 30 % - сернистого ангидрида [42].

С энергетикой на органическом топливе связывают развитие таких негативных крупномасштабных экологических явлений, как "закисление осадков" и "парниковый эффект".

Процесс закисления осадков, вызванный интенсивным антропогенным поступлением в атмосферу сернистого газа и оксидов азота, в последние десятилетия приобрел региональные масштабы и характерен для северных территорий Европы и Северной Америки.

Природа процесса глобального потепления климата, отмечающегося в последнее столетие, до конца не ясна. Не вызывает сомнений увеличение в атмосфере в 1,5-2 раза по сравнению с началом XX века концентраций основных парниковых газов (углекислого газа, метана и т.д.) вследствие их интенсивной антропогенной эмиссии, более 50 % которой приходится на добычу и сжигание органического топлива [38]. По данным Международного энергетического агентства, 3/4 объемов углекислого газа, образующегося в результате человеческой деятельности, выбрасывается при производстве и использовании ископаемых видов топлива [39]. При сжигании топлива в 1998 г. в мире было выброшено в атмосферу свыше 22,7 млрд т оксидов углерода (в пересчете на CO_2). Из них на нефть пришлось 42,5 %, на уголь - 37,8 % и на природный газ - 19,6 %. Однако нет уверенности в том, что увеличение температуры приземной атмосферы не носит характер природных колебаний. На сегодняшний день невозможно в полной мере оценить антропогенную составляющую этого процесса.

Как уже отмечалось в гл. 1, в период 1973-1998 гг. суммарное энергопотребление в мире выросло более чем в 1,5 раза при росте выбросов оксидов углерода - в 1,4 раза. Рост энергопотребления и выбросов от сжигания органического топлива сохранится, по оценкам МЭА, и в ближайшие десятилетия.

Характерная особенность энерготехнологий с нелокализуемыми отходами состоит в том, что их безопасность, а следовательно, и издержки на ее обеспечение до настоящего времени определяются только эксплуатационными характеристиками и практически, за исключением чисто символических выплат за выбросы и сбросы, не связываются с экологическими ограничениями. Средний уровень улавливания отходящих загрязняющих веществ на российских ТЭС составляет 95,7 % для твердых веществ и 1,7 % - для газов. Экономика органической энергетики сегодня – это в значительной степени экономика нелокализуемых отходов, и ее конкурентоспособность основана только на отсутствии издержек на их локализацию.

Безопасность энерготехнологий с локализуемыми отходами и издержки на ее обеспечение в основном связаны с технологиями локализации отходов. Экономика ядерной энергетики сегодня – это в значительной степени экономика локализации отходов в пределах технологического цикла, и ее конкурентоспособность ограничивается в основном издержками на технические средства этой локализации.

Особенностью современного этапа развития мировой энергетики является рост требований к экологической безопасности. После принятия рамочной конвенции ООН и подписания Киотского протокола к конвенции об изменении климата значимым направлением экономического развития стран становится осуществление мер по ограничению и снижению выбросов парниковых газов в различных отраслях экономики и в первую очередь в энергетическом секторе. В этих условиях требования к экологической безопасности энергетики становятся не менее жесткими ограничителями ее развития, чем обеспеченность ресурсами топлива и экономическая эффективность производства.

ГЛАВА 5

■■■ Угольный топливный цикл

5.1. Санитарно-гигиеническая безопасность

По уровню производственного травматизма угольная промышленность занимает в производственной сфере печальное лидирующее положение (табл. 5.1). В среднем число пострадавших в результате несчастных случаев в отрасли ежегодно составляет 25-30 чел. на 1000 работающих. Каждый 60-й случай - смертельный, из каждых 10 тыс. работающих шахтеров погибают четверо. Профессия шахтера остается одной из наиболее опасных профессий.

Для угольной отрасли характерен низкий уровень санитарно-гигиенической безопасности условий труда. Доля работающих в условиях труда, не отвечающих санитарно-гигиеническим нормам, превышает 40 %. Это в значительной мере объясняет самый высокий в промышленности уровень профессиональной заболеваемости среди работников угольной отрасли - 20-80 чел. на 10 тыс. работающих (табл. 5.2).

Таблица 5.1. Травматизм в отдельных отраслях промышленности России

Отрасль	Численность пострадавших на 1000 работающих			
	всего		со смертельным исходом	
	1996 г.	1999 г.	1996 г.	1999 г.
Угольная	29,6	25,3	0,414	0,406
Лесозаготовительная	18,4	21	0,399	0,478
Топливная	12,1	9,3	0,261	0,226
Строительство	5,5	5,3	0,261	0,291
Электроэнергетика	2,2	1,8	0,161	0,153
Нефтедобывающая	2,1	—	0,177	—
Газовая		1,7		0,160
Атомная,	2,05	1,75	0,072	0,086
в том числе				
ядерная энергетика	0,97	0,51	0,052	0,073
Показатель по РФ	6,1	5,2	0,131	0,144

Таблица 5.2. Ранговые места отраслей ТЭК (из 21 отрасли промышленности) по показателям профессиональной заболеваемости за 1996-1998 гг. (на 10 тыс. работающих) [40]

Ранговое место	Отрасль	1996 г.	1997 г.	1998 г.
1	Угольная	55,6	81,09	21,64
12	Нефтедобывающая	1,53	1,85	2,62
18	Нефтеперерабатывающая	0,61	0,74	0,96
19	Электроэнергетика	0,55	0,79	0,86
20	Атомная	0,64	0,45	0,60
21	Газовая	1,92	1,53	0,12
	Показатель по РФ	2,33	2,32	1,78

Самым вредным фактором, ухудшающим здоровье шахтеров при добыче угля, является пыль (табл. 5.3), длительное вдыхание которой вызывает патологические изменения легочной ткани и приводит к развитию хронических заболеваний: пневмокониозов и пылевых бронхитов. Согласно материалам государственного доклада "О санитарно-эпидемиологической обстановке в РФ в 1998 г." [40], на большинстве угольных предприятий отсутствуют эффективные средства борьбы с пылью, концентрации угольнопородной пыли при бурении, погрузке и транспортировании угля превышают ПДК в 2-150 раз. Легочные заболевания вносят основной вклад в общий уровень профзаболеваемости в отрасли. На долю пневмокониозов приходится более 2/3 случаев выхода на инвалидность и преждевременной смертности.

Негативное воздействие на здоровье оказывают также шум, вибрация, микроклимат и т.д. Параметры вибрации большей части горных комбайнов, буровых машин, электровозов, ручных электросверл превышают ПДУ до 5 раз, а параметры шума - на 20-30 дБ. Среди шахтеров широко распространены болезни виброшумовой этиологии.

Таблица 5.3.

Удельный вес работников, занятых во вредных и опасных условиях труда, по отраслям промышленности на конец 1998 г. (в % от общей численности работников соответствующей отрасли*)

Отрасль	Всего работали в условиях, не отвечающих санитарно-гигиеническим нормам	Работали под воздействием повышенного (ной)				Заняты тяжелым физическим трудом
		уровня шума, ультра- и инфразвуков	уровня вибрации	запыленности воздуха рабочей зоны	загазованности воздуха рабочей зоны	
Промышленность в целом	21,4	10,1	2,1	6,9	6,0	2,9
Электроэнергетика	31,0	17,4	4,2	8,6	7,1	1,6
Нефтедобывающая	8,9	3,8	1,6	0,6	2,4	1,8
Нефтеперерабатывающая	11,0	5,7	0,5	0,5	3,8	3,3
Газовая	16,0	7,0	1,6	0,8	9,0	0,5
Угольная	43,8	16,2	8,1	27,4	5,6	15,4
Атомная**	9,1	4,3	1,3	1,2	1,6	0,5

* Данные Госкомстата России.

** Данные ДБЧС Минатома России.

Предприятия угольной энергетики на всех этапах производственного цикла оказывают сильное воздействие на окружающую среду, негативно влияя на здоровье населения. Особенно сильно воздействуют на здоровье людей атмосферные выбросы тепловых электростанций. Тепловые электростанции, работающие на угле, несут ответственность за превышение предельно допустимых концентраций взвешенных веществ, диоксидов азота и серы, окиси углерода и бенз/а/пирена в воздухе многих городов России. В каждом третьем городе, входящем в приоритетный список городов с максимальным уровнем загрязнения атмосферы, угольные ТЭС относятся к числу главных источников загрязнения. Результаты эпидемиологических исследований свидетельствуют о наличии связи между интенсивностью и составом выбросов ТЭС и повышенной заболеваемостью населения, прежде всего болезнями респираторной системы [40]. Не учтенными официальной статистикой оказываются огромные объемы угольной пыли, поступающей в атмосферу при транспортировке угля к потребителю. По экспертным оценкам [41], доля угля, теряемого в виде пыли при транспортировке и складировании, может достигать 0,1 % объема перевозок. Повышенное содержание в атмосферном воздухе взвешенных веществ приводит к росту числа сердечно-сосудистых заболеваний и болезней органов дыхания и смертности от них, а загрязнение бенз/а/пиреном представляет канцерогенную опасность для здоровья населения.

По официальным данным [42], среди крупных ТЭС, работающих на угле, лишь 40 % соблюдают нормы выбросов по трем нормируемым веществам (сернистому ангидриду, оксидам азота, золе).

По ориентировочным оценкам, в зоне влияния российских ТЭС, работающих на угле, проживает 15-20 млн чел. Суммарный популяционный риск смерти для населения страны, обусловленный выбросами только взвешенных веществ ТЭС, можно оценить в 8-10 тыс. дополнительных смертей в год, что для такой популяции составляет 3-4 % общей смертности.

При сжигании угля наряду с химическими загрязняющими веществами в атмосферу выбрасываются естественные радионуклиды: ^{222}Rn , ^{220}Rn , ^{226}Ra , ^{210}Pb , ^{210}Po , ^{230}Th , ^{232}Th , ^{228}Th , ^{40}K . Риск для здоровья от облучения населения за счет этих выбросов чрезвычайно мал, особенно в сравнении с риском, обусловленным химическими выбросами угольных ТЭС.

5.2. Экологическая безопасность

Еще на стадии добычи угля происходит глубокая и часто необратимая трансформация природной среды: разрушается почвенный и растительный покров, происходит химическое загрязнение поверхностных и грунтовых вод, изменяется гидрологический режим территории. В местах открытой добычи угля природные ландшафты оказываются “съеденными” карьерами и погребенными под отвалами пустой породы на площадях в десятки тысяч гектаров. По официальным данным [42] ежегодно предприятиями угольной промышленности России нарушается 2-4 тыс. га земель, выбрасывается в атмосферу ~500 тыс. т загрязняющих веществ, в том числе 300 тыс. т метана. Согласно экспертным оценкам [49], ежегодное количество метана, выделяющееся в атмосферу из действующих шахт, на порядок больше и достигает 5,5 млн т.

В районах угледобычи происходят изменения в гидрологическом и гидрохимическом режимах подземных и поверхностных вод. Добыча каждой тонны угля сопровождается поступлением в природные водоемы более 2 м³ загрязненных сточных вод. В угольной отрасли доля загрязненных стоков достигает 80% общего объема водоотведения и является максимальной в промышленности. Столь высокая доля загрязненных сточных вод – следствие плохой работы очистных сооружений: из 400 очистных сооружений, эксплуатируемых на предприятиях отрасли, только треть обеспечивает нормативную очистку промышленных стоков.

Серьезные экологические проблемы возникают в районах размещения золошлаковых отходов угольных ТЭС. Ежегодно в России их образуется около 40 млн т при общем накоплении более 300 млн т.

Хранилища отходов служат источником постоянного запыления атмосферы и почв. Складирование отходов оказывает отрицательное воздействие на качество подземных вод и прежде всего вод первого от поверхности водоносного горизонта, который для многих районов России является единственным источником питьевого водоснабжения. Загрязнение первого водоносного горизонта, глубина залегания которого колеблется в пределах 2-10 м, далее распространяется на поверхностные водотоки (ручьи, реки, озера).

Образующиеся при сгорании угля оксиды серы, соединяясь с водой, превращаются в серную и сернистые кислоты, которые, выпадая в виде дождей, подкисляют почву, делают водную среду непригодной для многих рыб, приводят к деградации и гибели лесов, ускоряют процессы коррозии металлических сооружений, вызывают заболевания дыхательных путей.

Рост числа заболеваний, гибель лесов и угодий из-за кислотных дождей, нарушение ландшафтов и разрушение памятников архитектуры достигли в 80-х годах угрожающих размеров, принося колоссальные убытки. В ответ на возникшую угрозу во многих странах были приняты природоохранные законодательные акты, ужесточены нормативы разрешенных выбросов вредных веществ и контроль за их исполнением. Это привело к созданию многочисленных технических систем и средств, препятствующих возникновению опасных веществ в процессе горения топлива или обеспечивающих достаточно полное их улавливание при очистке выбрасываемых в

атмосферу газов. Относительно высокая стоимость этих мер дала определенные преимущества малосернистым и малозольным топливам, особенно природному газу, так как при сжигании последнего отсутствует зола, а содержание серы незначительно. Кроме того, ужесточение природоохранных мер стало мощным стимулом к энергосбережению.

В результате принятых мер в начале 90-х годов были созданы предпосылки для перелома неблагоприятных тенденций роста локальных загрязнений окружающей среды. В настоящее время рост эмиссии серы по миру в целом практически приостановлен, по имеющимся прогнозам после 2020 г. эмиссия начнет снижаться при условии, что многие страны, и прежде всего Россия и Китай, снизят до приемлемого уровня ущерб окружающей среде от сжигания органического ископаемого топлива.

Не столь явную, но от этого не меньшую опасность порождают аэрозоли – мелкодисперсные частицы субмикронных размеров, возникающие из-за выбросов серы и золы. Они уменьшают прозрачность атмосферы для солнечных лучей, угнетая тем самым растительность и животный мир. При сжигании угля образуются и поступают в атмосферу огромные массы летучей золы. В сумме угольными ТЭС России в 1998 г. было выброшено 1,2 млн т твердых веществ, что составило 50 % суммарных промышленных выбросов пыли. Выбросы больших масс летучей золы обусловлены высокой зольностью сжигаемого угля и невысокой степенью улавливания отходящих твердых веществ. На российских ТЭС нередко используется уголь с зольностью до 70–80 % при средней степени улавливания отходящих твердых веществ 96 %, тогда как в Европе и США уровень улавливания достигает 99 %, а зольность сжигаемых углей не превышает в соответствии с законодательством в Великобритании 22 %, а в США – 9%.

Особое значение в последнее время приобрела проблема так называемого парникового эффекта, возникающего из-за присутствия в атмосфере газов, которые беспрепятственно пропускают ультрафиолетовое излучение Солнца, но задерживают отраженное от поверхности Земли инфракрасное излучение. Эти газы образуются при любом процессе горения, с ними связывается повышение средней температуры поверхности Земли и опасность изменения климата.

В эмиссии тепличных газов энергетикой доминирует углекислый газ (80 %), и именно он стал предметом особого внимания как фактор возможного глобального теплового эффекта. В марте 1994 г. вступила в действие рамочная конвенция ООН об изменении климата, по которой страны, ее предложившие, обязались не превышать объемы эмиссии углекислого газа 1990 г. Тем не менее, рост эмиссии углекислого газа в целом по миру продолжается и замедлился только из-за глубокого экономического кризиса в странах с переходной экономикой после распада СССР. Общая величина выбросов углекислого газа возросла в мире по сравнению с 1990 г. примерно на 3 %. Если не учитывать СНГ и Восточную Европу, где выбросы снизились на ~400 млн т, то мировая эмиссия углекислого газа, связанная с энергетикой, возросла на 12 %. Канада и США увеличили ее на 6 %, Япония – на 12 %, Австралия – на 8 %.

В декабре 1997 г. в Киото в специальном протоколе впервые были зафиксированы количественные показатели сокращения выбросов парниковых газов к 2008–2012 гг. на ~5 % в целом по миру.

Следует отметить, что моделирование влияния основных климатообразующих факторов (концентрации тепличных газов, сульфатного аэрозоля, солнечной и вулканической активности) показывает, что изменение трех важнейших естественных факторов – солнечной и вулканической активности и параметров орбиты Земли – будут в ближайшее столетие ослаблять нарастающее действие теплового эффекта.

5.3. Цена безопасности и конкурентоспособность

Издержки на обеспечение безопасности – это в основном капитальные издержки. Капитальная же составляющая цены производства электроэнергии на электростанциях характеризует воспроизводственный потенциал электроэнергетики и зависит от темпа ее развития. При финансировании электроэнергетики за счет ее собственных средств капитальная составляющая, долл./кВтч, определяется следующим выражением (предполагаем, что существует только один налог – налог на прибыль):

$$c_{\text{воспр}} = \{S_{\text{эс}}^{(y\delta)} \cdot r / [(1+r)^{T_{\text{вк}}} - 1] / 8760 \cdot \text{КИУМ}_{\text{эс}} \cdot (1 - \kappa_{\text{нал}}^{(np)})\},$$

где $S_{\text{эс}}^{(y\delta)}$ – удельная стоимость киловатта установленной мощности электростанции, долл./кВт; $\text{КИУМ}_{\text{эс}}$ – коэффициент использования установленной мощности электростанции; r – реальная рыночная ставка процента; $T_{\text{вк}}$ – срок возврата капиталовложений, $T_{\text{вк}} = \delta_{\text{эс}}^{-1}$; $\delta_{\text{эс}}$ – темп ввода новых мощностей, или темп роста электроэнергетики, год⁻¹; $\kappa_{\text{нал}}^{(np)} = 0,35$ – налог на прибыль.

Для современных угольных ТЭС $S_{\text{тэс}}^{(y\delta)} = 1000-2000$ долл./кВт. Принимая $\text{КИУМ}_{\text{тэс}} = 0,80$ и $r = 0,1$, для $\delta_{\text{эс}} = 0,05$ год⁻¹ получим

$$c_{\text{воспр}} \approx (0,4-0,8) \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

При финансировании электроэнергетики за счет заемных средств капитальная составляющая (долл./кВт.ч) определяется следующим выражением:

$$c_{\text{воспр}} = \{S_{\text{эс}}^{(y\delta)} \cdot (1+r)^{T_{\text{стр}}} \cdot r / [(1+r)^{T_{\text{вк}}} - 1] / 8760 \cdot \text{КИУМ}_{\text{эс}} \cdot (1 - \kappa_{\text{нал}}^{(np)})\},$$

где $T_{\text{стр}}$ – срок сооружения электростанции, лет.

Для современных угольных ТЭС $T_{\text{стр}} = 4$ года. Принимая $\text{КИУМ}_{\text{тэс}} = 0,80$ и $r = 0,1$, получим для $\delta_{\text{эс}} = 0,05$ год⁻¹

$$c_{\text{воспр}} \approx (0,6-1,2) \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

Принятие Российской Федерацией обязательства не превышать в 2008-2012 гг. уровня выбросов 1990 г. означает, что важной целью становится максимально возможное сокращение выбросов парниковых газов во всех сферах экономики и прежде всего в топливно-энергетическом секторе. Действия по модернизации ТЭК позволят создать и в дальнейшем увеличивать национальный резерв квот на выбросы парниковых газов, которые после вступления Киотского протокола в силу станут полноценным товаром.

В России уже ведется разработка (пилотных) международных проектов по техническому перевооружению действующих ТЭС с целью сокращения выбросов парниковых газов [44]. Финансирование проектов осуществляется зарубежными странами в счет погашения кредита квоты на выбросы тепличных газов. Перевод российской энергетики с газа на уголь потребует колоссальных затрат на внедрение современных экологически безопасных технологий не только в производство энергии, но и в добычу угля, которая пока сопровождается значительным метановым загрязнением атмосферы.

5.4. Выводы

■ Безопасность угольного топливного цикла энергетики, если оставаться в рамках рациональной аргументации, является приемлемой для крупномасштабной

энергетики при условии соблюдения современных научно обоснованных санитарно-гигиенических норм по выбросам и сбросам вредных отходов в атмосферу и поверхностные водоемы, что требует больших капитальных вложений и снижает конкурентоспособность угольной энергетики.

■ Если выбросы парниковых газов будут квотироваться или штрафовать, то угольная энергетика не сможет претендовать на роль крупномасштабной энерготехнологии и постепенно будет вытеснена на энергетическую периферию.

ГЛАВА 6

ГАЗОМАЗУТНЫЙ ТОПЛИВНЫЙ ЦИКЛ

6.1. Санитарно-гигиеническая безопасность

Современный технологический процесс добычи и переработки нефти и газа сопровождается рассеянием в окружающей среде десятков и сотен различных химических веществ, большинство из которых обладает высокой токсичностью, а также мутагенными, канцерогенными, тератогенными свойствами. Почти каждое третье вещество относится к I и II классам опасности. Среди загрязняющих веществ многие имеют низкие допустимые уровни воздействия, что чрезвычайно усложняет решение задачи безопасности персонала и населения и создает условия, при которых оказываются неучтенными многие факторы.

Частота случаев производственного травматизма в газовой отрасли существенно ниже, чем в других отраслях российской экономики: в 3 раза ниже, чем в РФ в целом, и в 15 раз — чем в угольной промышленности. Вместе с тем по частоте смертельных исходов газовая промышленность *лишь в 2,5 раза менее опасна*, чем угледобыча, слышущая самой опасной сферой производственной деятельности.

6.2. Экологическая безопасность

Геолого-разведочные работы, промышленное обустройство месторождений нефти и газа, их эксплуатация сопровождаются значительным загрязнением и нарушением естественных ландшафтов. На долю этих отраслей приходится более половины ежегодных объемов нарушения земель в горно-добывающих отраслях промышленности и 10 % общей площади техногенно нарушенных земель в стране.

Выбросы загрязняющих веществ предприятиями газовой и нефтедобывающей промышленности в 1998 г. составили соответственно 428 и 1385 тыс. т. В составе выбросов преобладают углеводороды, летучие органические соединения и оксиды углерода.

В нефтедобывающей отрасли значительная часть выбросов загрязняющих веществ в атмосферу связана со сжиганием попутного нефтяного газа в факелах. Степень его утилизации в отрасли в целом не превышает 70 %. В продуктах сгорания попутного газа в большом количестве присутствует окись углерода, а также сажа, содержащая многие органические канцерогенные компоненты. На долю нефтедобывающей отрасли приходится 70 % промышленных выбросов сажи и 18 % CO.

Для этих отраслей характерен низкий уровень улавливания и обезвреживания загрязняющих веществ. Если в промышленности в целом средний уровень улавливания

достигает 80 %, то в газовой отрасли он составляет 36%, а в нефтедобывающей - 2 %, что является самым низким показателем в промышленности.

Сбросы загрязненных сточных вод в поверхностные водоемы в 1998 г. в газовой промышленности составили 15 % (3,35 млн м³) общего объема водоотведения. В нефтедобывающей отрасли из общего объема забранной свежей воды (635 млн м³) в поверхностные водоемы было отведено 17 млн м³, из которых 62 % (10,9 млн м³) были загрязнены.

Высокую экологическую опасность представляют сбросы на рельеф высокоминерализованных пластовых вод и особенно буровых растворов, содержащих полимеры, углеводороды, тяжелые металлы и др., что приводит к глубочайшей трансформации почв, оказывает негативное влияние на состояние поверхностных и грунтовых вод.

Серьезной проблемой в нефтедобывающей отрасли является размещение и комплексная переработка производственных, в том числе нефтесодержащих отходов. В настоящее время в отрасли их скопилось более 4 млн т, в том числе 1 млн т нефтешламов. При этом 2/3 мест захоронения не отвечают действующим нормативам и представляют угрозу загрязнения подземных вод.

При добыче и транспортировке природного газа велики его утечки, которые дают вклад в парниковый эффект, соизмеримый с вкладом ТЭЦ России, других стран СНГ и Западной Европы вместе взятых, так как метан в значительно большей степени поглощает инфракрасное излучение, чем углекислый газ.

В практике эксплуатации газовых и нефтяных месторождений аварии являются причиной наиболее крупных прямых экологических и экономических ущербов. Так, при открытом нефтегазовом фонтане на разведочной скважине Тенгизского нефтяного месторождения реальная опасность для экосистем Прикаспия наблюдалась на площади более 600 км². При этом угроза опасного загрязнения атмосферы сероводородом потребовала эвакуации людей из зоны загрязнения радиусом более 10 км [45].

Одной из главных причин аварий является плохое техническое состояние объектов обустройства месторождений. В настоящее время в России в эксплуатации находится более 100 тыс. нефтяных и газовых скважин, состояние которых неудовлетворительно [40]. Постоянную экологическую угрозу представляют "бесхозные" скважины, пробуренные геолого-разведочными организациями и вовремя не ликвидированные или не переданные на баланс нефтяным компаниям. Всего на территории России числится 7,5 тыс. таких скважин, из них только в Западно-Сибирском регионе их более 3,5 тыс.

Аварии на трубопроводах особенно характерны для нашей страны, имеющей трубопроводы огромной протяженности: 200 тыс. км магистральных и 350 тыс. км промысловых трубопроводов. Основные фонды трубопроводного транспорта устарели: около 60 % трубопроводов эксплуатируется более 20 лет, в том числе 25 % - более 30 лет, что является источником аварийных ситуаций прежде всего на внутрипромысловых нефтепроводах (ежедневно происходит 75-80 прорывов, из них более 50 - на коллекторах). Для ремонтно-восстановительных работ всех эксплуатируемых нефтепроводов современными темпами потребуется свыше 30 лет и около 6,5 млрд долл.

За последние 5 лет произошло 15 крупномасштабных аварий. Среди них выделяется авария в 1996 г. в Нефтьюганском районе (Ханты-Мансийский АО), в результате которой в реку Большой Балык попало 2970 т нефти [34]. В результате аварии на

магистральном нефтепроводе, произошедшей в 1997 г. в Саратовской области, вытекло около 2000 т нефти.

По данным Госкомэкологии РФ [40], ежегодно в результате аварий на промышленных и магистральных трубопроводах в общей сложности теряется более 10 млрд м³ природного газа и примерно 2 млн т нефти.

Согласно экспертным оценкам [46, 47] сумма всех потерь нефти на нефтепромыслах достигает 2-3,5 % добываемой сырой нефти. В пересчете на добычу нефти в России 301-305 млн т в 1996-1998 гг. ее потери составили 10,5-10,7 млн т. Исходя из этих величин, удельные потери нефти определены в 21,5-24,5 тыс. т на 1 млн т у.т.

Ежегодные утечки метана на добывающих и транспортных объектах «Газпрома» оцениваются в 1 % объема добычи [48]. При добыче на уровне 1996-1997 гг. это составляет 5,4-5,6 млрд м³. По оценкам [49], потери метана в газораспределительных сетях и при эксплуатации российских подземных хранилищ природного газа достигают 1,2 млрд м³, а суммарный объем эмиссии метана по всей технологической цепи (от буровой до потребителя) составляет 6,7 млрд м³ или 4,7 млн т.

В результате аварийных разливов нефти, утечек природного газа, сбросов высокоминерализованных пластовых вод и буровых растворов, постоянного горения газовых факелов в районах нефте- и газодобычи происходит интенсивное химическое загрязнение и деградация природной среды. Так, среднегодовое содержание нефтепродуктов в реке Иртыш на участке от Тобольска до Ханты-Мансийска в 7-94 раз превышает ПДК. Еще сильнее загрязняются воды малых и средних рек. Нефтяное загрязнение подземных вод замечено на площади 100 км² и более на месторождениях нефти в Пермской области, в Башкирии [50]. Загрязнение подземных вод обнаруживается и в районах добычи газа. Фиксируется загрязнение подземного водоносного горизонта в районе Астраханского газового комплекса на площади 150 км², где отмечаются концентрации сульфатов, хлоридов и нефтепродуктов, в несколько раз превышающие ПДК.

В Западно-Сибирском нефтегазовом регионе, где добывается 2/3 нефти и 90 % природного газа, сложилась крайне неблагоприятная экологическая ситуация [51]. Ниже приведены данные, характеризующие ущерб природе Тюменской области, нанесенный за период освоения этого края [52]:

Уменьшение площади оленьих пастбищ	12,5 % (6 млн га)
Замазучено территории	30 тыс. га
Концентрация углеводородов в почве	выше фона в 150-300 раз
Подтоплено территории	25 тыс. га
Загрязнено химическими реактивами	24 тыс. га
Залито буровыми растворами	23 тыс. га

На грани экологического кризиса находится природа в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. В последнем площадь нарушенных земель составляет более 100 тыс. га.

По сравнению с угольными электростанциями, работающие на мазуте и природном газе, оказывают значительно меньшее воздействие на окружающую среду. При сжигании этих видов топлива не образуется летучей золы. Удельные выбросы оксидов азота при сжигании мазута в 2-2,2 раза, а выбросы сернистого газа на порядок ниже, чем на угольных ТЭС. Газ - экологически наиболее чистое органическое топливо. В выбросах отсутствует не только зола, но и SO₂. При одном и том же

производстве энергии выбросы CO_2 при сжигании природного газа на 10-30 % ниже, чем при сжигании мазута, и на 50-60 % ниже по сравнению с углем.

Главной проблемой отечественных ТЭС является чрезвычайно низкий уровень утилизации отходящих газов, в первую очередь оксидов серы и азота, обладающих кислотообразующими свойствами. Средний уровень улавливания газообразных и жидких веществ на тепловых электростанциях 1,7 %, из них сернистого газа - 2,8%, оксидов азота - 0,2%.

Практические трудности очистки дымовых газов газомазутных ТЭС от оксидов серы и азота обусловлены огромным объемом выбросов и низким содержанием в них SO_2 и NO_x . В ряду известных, так называемых контактных методов очистки выбросов ТЭС от оксидов серы, особое распространение получил мокрый известняковый метод, связанный с промывкой дымовых газов в скрубберах [51]. Эта технология широко распространена за рубежом, особенно в Западной Европе, благодаря высокой степени очистки дымовых газов $\geq 95\%$ и отработанной технологии. В России подобных установок сероочистки дымовых газов на действующих ТЭС нет.

Опасность газомазутного топливного цикла имеет все возрастающее политическое измерение. Возможны определенные международные проблемы, связанные с трансграничным характером перемещения органического топлива от места его добычи до места его потребления, в том числе и борьба, выходящая за политические рамки, за право иметь "трубу" на своей территории. Кроме того, истощение дешевых и легкодоступных месторождений нефти и газа может служить поводом для международных конфликтов.

6.3. Цена безопасности и конкурентоспособность

Капитальная составляющая цены производства электроэнергии на электростанциях характеризует воспроизводственный потенциал электроэнергетики и зависит от темпа ее развития. При финансировании электроэнергетики за счет ее собственных средств капитальная составляющая (долл./кВт·ч) определяется следующим выражением:

$$c_{\text{воесп}} = \{S_{\text{зс}}^{(\text{yd})} r / [(1+r)^{T_{\text{вк}}} - 1] / 8760 \cdot \text{КИУМ}_{\text{зс}} (1 - \kappa_{\text{нал}}^{(\text{np})}),$$

где $S_{\text{зс}}^{(\text{yd})}$ - удельная стоимость киловатта установленной мощности электростанции, долл./кВт; $\text{КИУМ}_{\text{зс}}$ - коэффициент использования установленной мощности электростанции; r - реальная рыночная ставка процента; $T_{\text{вк}} = \delta_{\text{зс}}^{-1}$; $\delta_{\text{зс}}$ - темп ввода новых мощностей или темп роста электроэнергетики, год⁻¹; $\kappa_{\text{нал}}^{(\text{np})} = 0,35$ - налог на прибыль.

Для современных газовых ТЭС $S_{\text{зс}}^{(\text{yd})} = 500-900$ дол./кВт. Принимая $\text{КИУМ}_{\text{зс}} = 0,80$ и $r = 0,1$, для $\delta_{\text{зс}} = 0,05$ год⁻¹ получим

$$c_{\text{воесп}} \approx (0,20-0,34) \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

При финансировании электроэнергетики за счет заемных средств капитальная составляющая, долл./кВт·ч определяется следующим выражением:

$$c_{\text{воесп}} = \{S_{\text{зс}}^{(\text{yd})} \cdot (1+r)^{T_{\text{стр}}} r / [(1+r)^{T_{\text{вк}}} - 1] / 8760 \cdot \text{КИУМ}_{\text{зс}} (1 - \kappa_{\text{нал}}^{(\text{np})}),$$

где $T_{\text{стр}}$ - срок сооружения электростанции, лет.

Для современных газовых ТЭС $T_{\text{стр}} = 2$. Принимая $r = 0,1$, получим для $\delta_{\text{зс}} = 0,05$ год⁻¹

$$c_{\text{воесп}} \approx (0,25-0,42) \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

6.4. Выводы

Безопасность газомазутного топливного цикла энергетики является приемлемой для крупномасштабной энерготехнологии при следующих условиях:

- соблюдение санитарно-гигиенических норм на рабочих местах при добыче и переработке топлива;
- исправность и надёжность нефте- и газопроводов;
- политическая стабильность регионов, по территории которых проходят транспортные топливные артерии.

ГЛАВА 7

■■■ Ядерный топливный цикл

На всех стадиях ядерного топливного цикла производятся радиоактивные продукты. Основную и наиболее опасную их часть составляет облученное ядерное топливо. К 2010 г. ядерные реакторы на урановом топливе суммарной мощностью ~400 ГВт наработают более 300 тыс. т облученного топлива. При отсутствии переработки и рециклирования оно будет содержать ~3 тыс. т плутония, ~140 т ^{237}Np и ~120 т ^{241}Pu и ^{241}Am (количество нептуния со временем увеличится до 500 т за счет распада ^{241}Pu и ^{241}Am , масса которых соответственно уменьшится). В облученном топливе будут содержаться также продукты деления долгоживущей радиоактивности: ~250 т ^{99}Tc , ~90 т ^{135}Cs и ~90 т ^{129}I .

В настоящее время даже в странах с развитой ядерной энергетикой нет определенной стратегии обращения с облученным топливом тепловых реакторов.

Что касается плутония, то его рассматривают и как отход, и как высокоэнергетическое топливо. По оценкам, количество накопленного в мире плутония, включая оружейный плутоний, демонтированный из боеголовок, составляет на конец 2000 г. 1600-1700 т.

Замкнутый ядерный топливный цикл состоит из следующих стадий:

- начальная - добыча и переработка урановой руды, обогащение урана и изготовление тепловыделяющих элементов и сборок;
- основная - получение электроэнергии на АЭС;
- заключительная - переработка облученного ядерного топлива (ОЯТ), извлечение невыгоревшего урана и наработанного плутония, кондиционирование радиоактивных отходов.

В некоторых странах заключительная стадия ЯТЦ включает хранение и окончательную изоляцию ОЯТ в глубоких геологических формациях (открытый цикл). Россия, как и большинство других стран, располагающих ядерной энергетикой, ориентируется на замкнутый ЯТЦ. На рис.7.1 и 7.2 представлены существующая и предполагаемая схемы обращения с ОЯТ в России.

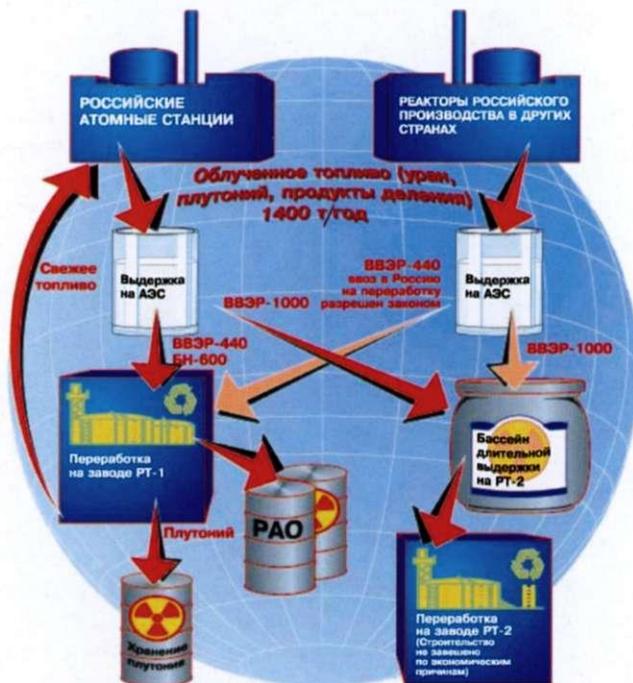


Рис. 7.1. Существующая схема обращения с ОЯТ

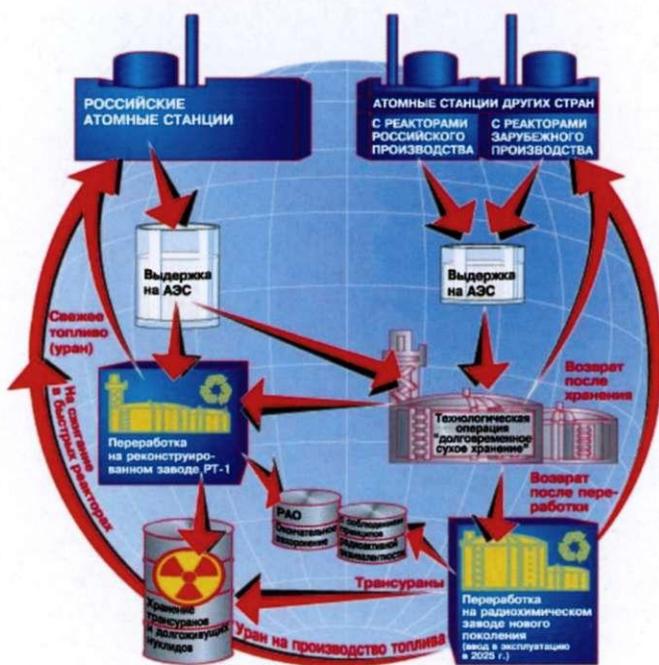


Рис. 7.2. Предполагаемая схема обращения с ОЯТ

7.1. Санитарно-гигиеническая безопасность

Анализ состояния радиационной безопасности на предприятиях атомной отрасли в 90-х годах показывает, что существует устойчивая тенденция к снижению обучаемости персонала: за последние 10 лет средние дозы облучения уменьшились с 5 до 3 мЗв/год. В 1999 г. из числа контролируемых лиц 96 % получили дозу облучения менее 15 мЗв. Случаи превышения предельной допустимой дозы облучения носят единичный характер (в 1999 г. – 2 чел.).

Профессиональная заболеваемость среди работников Минатома России в 1998 г. составила 0,6 на 10 тыс. работающих. В последние годы происходит снижение общего уровня профзаболеваемости персонала (в 1991 г. она составляла 0,96 на 10 тыс). В структуре профессиональной заболеваемости преобладают (до 50 %) хронические заболевания органов дыхания и заболевания виброшумовой этиологии, наиболее распространенные среди горнорабочих урановых шахт. Частота случаев хронических заболеваний, обусловленных воздействием радиоактивных веществ, составляет 0,09 на 10 тыс. работающих. В основном это специалисты, проработавшие на производстве 15 и более лет.

Средний показатель профессиональной заболеваемости в отрасли в 1,3 раза ниже, чем в электроэнергетике, и в 3 раза ниже, чем в производственной сфере в целом. Атомная отрасль занимает 20-е из 21 ранговых мест, установленных в порядке снижения уровня профессиональной заболеваемости, среди отраслей промышленности.

По уровню производственного травматизма атомная отрасль относится к числу наиболее безопасных отраслей российской экономики. Частота случаев производственного травматизма в отрасли в 3 раза ниже, чем в среднем по России, в 6 раз ниже, чем в топливной промышленности, и в 13 раз ниже, чем в угольной.

В абсолютном выражении усредненное за 1992-1998 гг. число смертельных травм составило 48 случаев в год. По частоте смертельных исходов (0,072 на 1000 работающих в 1996 г.) атомная индустрия менее опасна, чем угольная промышленность почти в 6 раз, чем электроэнергетика и газовая промышленность – в 2 раза.

Производственный травматизм в атомной отрасли часто связывают с радиационным воздействием и считают этот фактор определяющим. За полувековую историю развития атомной отрасли в результате радиационных инцидентов, произошедших на предприятиях отрасли, общее число пострадавших с клиническими симптомами радиационного воздействия составило 427 чел., из них погибших – 41 чел., из числа выживших 173 получили диагноз “острая лучевая болезнь”, а у 213 зафиксированы другие виды местной лучевой патологии. Потери трудового потенциала за счет радиационного фактора за 50-летний период деятельности отрасли составили 0,1 чел.-лет на каждые 1000 чел.-лет трудового потенциала отрасли.

Оценка риска травматизма для персонала отрасли за счет нерадиационных факторов, выполненная на основе данных федеральной статистики о среднем количестве травмированных на производстве, в том числе со смертельным исходом, составляет 26,5 чел.-лет потерь на каждые 1000 чел.-лет трудового потенциала работающих.

Сравнение суммарных потерь трудового потенциала отрасли с потерями от радиационного фактора показывает, что на долю последнего приходится лишь ~0,4 % потерь трудового потенциала отрасли. Это свидетельствует об ошибочности бытующего представления, что основным фактором риска в атомной отрасли является радиация. В тоже время травматизм, связанный со строительными работами в отрасли, дает вклад в потери почти 60 %. По данным Минатома России, из смертельных травм по отрасли около 60 % приходится на строительные работы, т.е. около 16 чел.-лет потерь на каждые 1000 чел.-лет жизни персонала.

Результаты интегральной оценки уровня профессиональной безопасности в отраслях экономики России, приведенные в табл. 7.1, получены с применением методологического подхода [53], основанного на учете форм проявленного ущерба (в виде травм и профессиональных заболеваний) и скрытого ущерба, обусловленного работой в условиях труда на границе перехода от допустимых к вредным условиям. Для сопоставимости оценок разных видов ущерба здоровью также использовалась шкала Россера. Согласно оценкам профессионального риска, атомная отрасль относится к числу наиболее безопасных отраслей экономики.

Таблица 7.1. Состояние охраны труда и результаты оценки профессионального риска в отраслях экономики РФ* [54]

Отрасль	Травматизм с летальным исходом (на 10 тыс. работающих)	Травматизм с потерей трудоспособности на один день и более (на 10 тыс. работающих)	Тяжесть травматизма (без летального исхода), дни	Профессиональная заболеваемость (на 10 тыс. работающих)	Процент работающих в условиях труда, не отвечающих санитарно-гигиеническим нормам	Риск, сутки потерянной жизни за год на одного работающего в отрасли
Производственная сфера в целом	1,33	59,0	25,9	1,81	23,0	0,94
Угольная	4,28	298,0	25,1	28,91	46,1	2,21
Цветная металлургия	2,19	48,0	30,8	14,89	31,3	1,39
Электроэнергетика	1,61	22,0	29,6	0,76	32,3	1,27
Машиностроение и металлообработка	0,83	49,0	25,0	14,89	19,7	0,96
Легкая	0,54	23,0	37,2	10,70	16,8	0,75
Строительство	2,60	55,0	30,9	1,99	8,9	0,47
Атомная	0,85	23,3	30,4	0,60	7,4	0,32
Связь	0,65	20,0	30,6	0,24	3,2	0,16

* По статистическим данным на середину 90-х годов.

Таблица 7.2. Средняя годовая индивидуальная эффективная доза облучения населения мира от природных и антропогенных источников в 2000 г. [55]

Источники	Годовая эффективная доза, мЗв
Естественный фон	2,4
Медицинские диагностические исследования	0,4
Испытания ядерного оружия в атмосфере	0,005
Чернобыльская авария	0,002
Производство атомной энергии	0,0002

В табл. 7.2 и 7.3 приведены средние годовые дозы облучения населения мира от природных и антропогенных источников, а также структура коллективных доз облучения населения России, проживающего в регионах размещения АЭС и ПО "Маяк". Как видно, основной вклад в суммарное облучение населения в обоих случаях вносят природные источники радиации и облучение, полученное в результате медицинских исследований, по сравнению с которыми влияние предприятий ЯТЦ оказывается ничтожно малым.

Таблица 7.3.

Структура коллективных доз по различным регионам Российской Федерации в 1998 г., % [56]

Область	Облучение от природных ИИИ*	Медицинское облучение	Глобальные выпадения и аварии	Предприятия, использующие ИИИ
Действующие АЭС:				
Воронежская	62,4	36,9	0,59	0,11
Мурманская	73,6	25,5	0,64	0,26
Смоленская	58,5	39,8	1,66	0,04
Зона ПО "Маяк":				
Свердловская	58,7	39,5	1,66	0,14
Челябинская	74,5	24,7	0,56	0,24

* Источники ионизирующего излучения.

Исследования влияния антропогенных факторов на растительность и животных не дали никаких достоверных свидетельств специфического влияния АЭС на фоне других техногенных источников. В настоящее время отсутствуют какие-либо убедительные данные об отрицательном влиянии АЭС, работающих в штатном режиме, на здоровье населения и обслуживающего персонала.

Таким образом, нормально работающая АЭС при соблюдении санитарно-гигиенических норм по выбросам и сбросам, если оставаться в рамках рациональной аргументации, не оказывает отрицательного влияния на здоровье человека и состояние окружающей среды.

Ситуация радикально меняется, если на АЭС возникает авария с повреждением активной зоны. В процессе работы реактора суммарная активность материалов активной зоны возрастает в миллионы раз. В результате тяжелой аварии громадное количество радиоактивности может попасть в окружающую среду и оказать разрушительное влияние на население, растительный и животный мир. Такие аварии происходили очень редко, но имели чрезвычайно серьезные последствия.

Решение задач обеспечения безопасности атомной энергетики в настоящее время основано на принципе защиты в глубину, предполагающем создание ряда последовательных барьеров от вероятных отказов технических средств и ошибок персонала, включая:

- физические барьеры на пути распространения радиоактивных продуктов в окружающую среду;
- технические и административные мероприятия по сохранению целостности и эффективности этих барьеров;
- мероприятия по защите населения и окружающей среды в случае разрушения барьеров.

Таким образом, для обеспечения безопасности современные ядерно-энергетические установки оснащаются комплексом технических средств, предназначенных для предотвращения перерастания исходных событий в проектные аварии. Эти технические средства многократно резервируются, используя принципы физического разделения и разнотипности, а также дополняются системами смягчения последствий аварий.

Постоянное вполне обоснованное ужесточение требований к безопасности ядерно-энергетических установок приводит к все возрастающим значительным затратам на наращивание требуемых средств защиты в глубину. Эти затраты уже сегодня представляются настолько обременительными, что возникает проблема их

дальнейшего увеличения. Это свидетельствует о практическом исчерпании потенциала существующего инженерного подхода к повышению безопасности современных ядерно-энергетических технологий.

Можно сказать, что в рамках господствующей сегодня философии безопасности практически достигнут ее предельный уровень, который является приемлемым для современного масштаба атомной энергетики, но который явно недостаточен для крупномасштабной энерготехнологии.

На стадии добычи урана основной вклад в коллективную дозу даёт облучение персонала, работающего под землей. С поверхности рудника из отвалов в атмосферу на каждые 10^5 т добытой руды может поступать в год до 100 Ки ^{222}Rn , что не даёт заметного вклада в облучение населения.

Переработка урановой руды и изготовление топлива не связаны со сколь-нибудь существенным облучением населения.

Коллективная доза обслуживающего персонала, обеспечивающего удаление, хранение и захоронение радиоактивных отходов, пренебрежимо мала. Еще меньше вклад этой стадии ЯТЦ в облучение населения.

Коллективные дозы за счет перевозок при добыче, обогащении топлива и удалении отходов пренебрежимо малы.

Опыт эксплуатации заводов по переработке топлива показывает, что коллективная доза облучения для профессиональных работников при штатных режимах работы незначительна.

Таким образом, нормально работающие предприятия ядерного топливного цикла при соблюдении современных санитарно-гигиенических норм, если оставаться в рамках рациональной аргументации, не оказывают отрицательного влияния на здоровье населения и обслуживающего персонала.

Ситуация может радикально измениться только в случае неправильного обращения с радиоактивными отходами. Так, в 1963 г. на экспериментальном полигоне Сибирского химического комбината произошел одноразовый газо-жидкостный выброс из скважины глубинного захоронения жидких радиоактивных отходов, а в 1997 г. в глубинном (300 м) скальном хранилище радиоактивных отходов в Даунри (север Шотландии), действовавшем 20 лет и принимавшем плутонийсодержащие отходы, произошел взрыв с заражением окрестности. При современном уровне технологии такие аварии могут быть детерминистически исключены и поэтому не представляют значимого фактора, накладывающего ограничения на атомную энергетику.

7.2. Экологическая безопасность

Добыча и переработка руды (среднее содержание урана в руде 0,2 %) сопровождаются образованием большого количества пустой породы и отходов обогащения в виде хвостовых растворов, содержащих диспергированный шлам (примерно $1,3 \cdot 10^5$ т на 1 ГВт (эл.)-год в открытом ЯТЦ) и некоторые растворенные химические вещества, включая естественные радионуклиды, поступающие в специальные пруды-хвостохранилища. По оценкам специалистов, отчуждение земли на начальном этапе ЯТЦ, являясь наибольшим из всех этапов, составляет 20-60 га (временное с возможностью рекультивации) и 2 га (постоянное под хвостохранилища) на 1 ГВт (эл.)-год.

Источниками загрязнения окружающей среды на начальном этапе ЯТЦ являются жидкие, газообразные и твердые отходы, возникающие при добыче и переработке руды и содержащие как радиоактивные, так и вредные химические вещества.

По количеству вредных химических веществ, удаляемых в окружающую среду, предприятия начальной стадии ЯТЦ имеют весьма низкие показатели (табл. 7.4). Несопоставимо выше воздействие, обусловленное функционированием ТЭС, дающих энергию всем стадиям ЯТЦ. При замене ТЭС на АЭС этот источник загрязнения может быть ликвидирован.

Таблица 7.4. Химические вещества, поступающие в окружающую среду с отходами начальной стадии ЯТЦ и ТЭС, обслуживающих весь ЯТЦ, т/(ГВт (эл.)·год)

	Поступление в атмосферу							Поступление в гидросферу					
	SO ₂	NO _x	CO	Аэрозоли	Углево- дороды	Фториды	NH ₃	Сульфаты	Нитраты	Хлориды	Фториды	Na+Ca	NH ₃
ЯТЦ	32	37	0,2	12	3,6	0,12	1	15	2,6	4,4	0,2	14	4,3
ТЭС	1400	800	24	66	11	—	—	1,5·10 ⁴					

На этой стадии ЯТЦ радиационное воздействие на персонал обусловлено в основном вдыханием радона при горных работах и складировании жидких и твердых отходов после извлечения урана из руды в хвостохранилища. Коллективная доза для населения, по данным НКДАР, составляет 0,2 чел.-Зв на 1 ГВт (эл.)·год.

Анализ состояния радиационной безопасности на АЭС в 90-е годы показал, что обстановка на всех энергоблоках вполне удовлетворительная. За последние годы не было случаев превышения предельно допустимых выбросов (ДВ) и сбросов ни на одной из АЭС.

Фактические выбросы АЭС в 1999 г. были значительно ниже допустимых (табл. 7.5) и составили по инертным радиоактивным газам (ИРГ) 2,8 % от ДВ для станций с уран-графитовыми реакторами, 0,3% от ДВ для станций с реакторами ВВЭР и на быстрых нейтронах. Точно также на всех АЭС имеется большой запас до достижения допустимых значений по долгоживущим нуклидам (ДЖН) и ¹³¹I.

Таблица 7.5. Газоаэрозольные выбросы на АЭС в 1999 г., % от ДВ

АЭС	ИРГ	ДЖН	¹³¹ I
Балаковская	0,04	0,04	0,11
Белоярская	0,03	0,02*	МДА
Билибинская	1,29	МДА**	МДА
Калининская	0,14	0,02	0,03
Кольская	0,10	0,04	0,38
Курская	1,86	1,48	1,56
Нововоронежская	0,30	0,26	0,17
Смоленская	2,8	0,5	1,3
Ленинградская	1,6	0,24	0,38

* По ¹³⁷Cs.

** МДА – минимально детектируемая активность.

В 1999 г. сбросы АЭС в гидросферу были ниже установленных нормативов и не превышали 40 % от допустимых сбросов (ДС) для контролируемых радионуклидов (табл.7.6). Максимальная доза, создаваемая сбросами АЭС для отдельных лиц из населения, не превышала 2 % естественного радиационного фона.

Таблица 7.6. Сбросы радионуклидов АЭС в 1999 г., % от ДС

АЭС	^{60}Co	^{134}Cs	^{137}Cs	^{90}Sr
Балаковская	0,62	5,4	4,68	2,25
Белоярская	<МДА*	<МДА	5,7	1,85
Билибинская	0,03	<МДА	<МДА	<МДА
Калининская	0,3	5,3	17,2	<МДА
Кольская	0,03	0,003	0,15	<МДА
Курская	0,04	МДА	0,04	0,09
Нововоронежская	—	—	39,9	21,5
Смоленская	0,08	0,3	1,8	0,16
Ленинградская	0,0031	МДА	0,11	<МДА

* МДА – минимально детектируемая активность.

На АЭС созданы уникальные системы контроля содержания радиоактивных веществ в окружающей среде, позволяющие фиксировать их наличие при концентрациях, в миллионы раз меньше предельно допустимых. Систематические измерения концентрации радиоактивных веществ в атмосферном воздухе и водоемах-охладителях, а также измерения активности почвы, растительности и продуктов питания (в 30-40 точках вокруг АЭС на расстоянии до 50 км) свидетельствуют об отсутствии обнаруживаемого влияния работы станций на состояние объектов внешней среды. Таким образом, анализ данных по радиоактивным выбросам и сбросам атомных станций подтверждает факт стабильной и надежной эксплуатации энергоблоков, а также эффективность созданных защитных барьеров на пути распространения радиоактивных веществ, что обеспечивает высокий уровень экологической безопасности АЭС и их пренебрежимо малое, по сравнению с естественным фоновым излучением, радиационное воздействие на окружающую среду и население.

Оценить влияние на окружающую природную среду заключительной стадии ЯТЦ, связанной непосредственно с ядерной энергетикой, не представляется возможным на фоне деятельности предприятий этой стадии ЯТЦ, обусловленной ранее проводимыми оборонными программами. Тем не менее, важно отметить, что радиационная обстановка вблизи этих предприятий, сложившаяся в результате прошлой оборонной деятельности и их функционирования в настоящее время, нормальная, что подтверждается данными по годовым дозам дополнительного облучения населения, и данными по сбросам и выбросам радионуклидов, которые не превышают допустимых уровней.

7.3. Последствия аварии на ЧАЭС

Авария на Чернобыльской АЭС (ЧАЭС) 26 апреля 1986 г. - крупнейшая авария на объектах мировой ядерной энергетики. В результате аварии значительному

радиоактивному загрязнению подверглись территории многих стран. Наиболее загрязненными, как по масштабу территорий, так и по уровням загрязнения, оказались ближайшие к ЧАЭС регионы Украины, Белоруссии и России.

В связи с реальной угрозой здоровью населения потребовалась срочная эвакуация более 116 тыс. жителей. В результате этих экстраординарных мер удалось предотвратить какие-либо проявления лучевого поражения среди населения. Дозы облучения эвакуированных жителей лежат в диапазоне малых доз (11 мЗв у жителей Припяти и до 18 мЗв у жителей 30-километровой зоны). В этот же период, т.е. с первых дней после аварии, требовалось проведение срочных защитных мер по предотвращению облучения щитовидной железы, таких, как йодная профилактика и ограничение потребления свежего молока. К сожалению, эти меры были предприняты с большим опозданием [57].

Значительно хуже обстояло дело с персоналом, устранявшим последствия аварии в первые часы и дни. Сразу после аварии серьезному облучению подверглось около 1000 работников станции и пожарных, участвовавших в тушении пожара в непосредственной близости от аварийного блока. У 134 пострадавших развилась острая лучевая болезнь. 28 из которых умерли в течение нескольких месяцев. Острая лучевая болезнь существенно сказалась на состоянии здоровья, однако большинство из перенесших ее живы до настоящего времени. К работам по ликвидации последствий аварии было привлечено неоправданно большое число лиц (около 250 тыс. человек за первые 2 года).

Полноценный дозиметрический контроль участников работ в зоне ЧАЭС удалось наладить через несколько месяцев после аварии. Однако в дальнейшем был проведен большой объем работ по реконструкции полученных доз, который показал, что подавляющая часть ликвидаторов получила дозы, заведомо не представляющие какой-либо опасности [58].

Основные защитные меры в первые годы реализовывались на наиболее загрязненных территориях, в так называемой зоне жесткого контроля, в которой проживало около 270 тыс. человек. Это были населенные пункты Киевской и Житомирской областей Украины, Гомельской и Могилевской областей Белоруссии и Брянской области России. Комплекс защитных и реабилитационных мер, реализованный на этих территориях, привел как к существенному снижению доз облучения, так и к серьезному укреплению хозяйственной инфраструктуры.

Тем не менее, в конце 80-х годов в обществе разгорелась горячая дискуссия о возможности безопасного проживания на радиоактивно загрязненных территориях. В результате в 1991 г., вопреки мнениям ученых и специалистов, в полном противоречии с рекомендациями международного чернобыльского проекта (МЧП) [59] были приняты законодательные акты, многократно усугубившие последствия аварии. Несмотря на то, что в рекомендациях МЧП уже реализованные защитные меры были охарактеризованы как достаточные, а в части переселения жителей и ограничения на продукты питания - как избыточные, во всех трех странах были приняты программы переселения. В зоны радиоактивного загрязнения были включены почти все обследованные к тому времени территории, на которых, как впоследствии выяснилось, проживало почти 7 млн человек.

В настоящее время на подавляющем большинстве загрязненных территорий радиационная обстановка нормализовалась, хотя эти территории по-прежнему называются зонами радиоактивного загрязнения. О значимых дозах можно говорить лишь для проживающих в зоне отселения (~100 тыс.), где накопленные дозы

превысили 50 мЗв. Ведущим фактором облучения населения, как и до аварии, являются природные источники (прежде всего радон в воздухе помещений) и медицинские рентгенодиагностические процедуры. При этом вклад чернобыльских выпадений в коллективную дозу облучения населения Брянской области не превышает 10 %.

К настоящему времени в результате почти 15-летнего наблюдения за когортой российских ликвидаторов и населения можно констатировать следующее [61]:

- среди ликвидаторов выявлено 145 случаев лейкоза, из которых 50, возможно, обусловлены радиационным фактором;
- среди ликвидаторов выявлено 55 случаев заболевания раком щитовидной железы, из которых 12, вероятно, обусловлены радиационным фактором;
- в последние годы наблюдения (1996-2000 гг.) частота заболеваемости лейкозом среди ликвидаторов постоянно уменьшается и приближается к ожидаемому (спонтанному) уровню;
- в настоящее время 27 % ликвидаторов имеют инвалидность; вместе с тем, не выявлена дозовая зависимость инвалидизации ликвидаторов, а это, по существу, означает первостепенную роль социального фактора в динамике их инвалидизации;
- смертность среди ликвидаторов от всех причин, включая онкологические заболевания, не превышает аналогичного показателя для мужского населения страны;
- среди детей Брянской области выявлено 170 случаев рака щитовидной железы, из которых около 55 случаев с высокой вероятностью обусловлено радиационным воздействием от инкорпорированного ^{131}I ;
- сравнение показателя заболеваемости лейкозом среди жителей семи наиболее загрязненных районов Брянской области и населения страны в целом не выявило их значимого отличия, т.е. о радиационном риске в индукции гематологических заболеваний говорить нельзя.

Роста заболеваемости серьезными онкологическими заболеваниями, обусловленного радиационным воздействием, также не удалось установить.

7.4. Военно-политическая безопасность: нераспространение ядерного оружия

Типичный легководный реактор электрической мощностью 1000 МВт производит ежегодно ~ 200 кг плутония. Скорость его накопления составляет в настоящее время ~70 т/год. В 90-е годы в мире ежегодно из облученного топлива выделялось 5-22 т плутония, при этом 2-8 т плутония использовалось в легководных реакторах и бридерах. К 1995 г. образовался запас энергетического плутония более 120 т.

Позиция той или иной страны по отношению к выбору варианта обращения с накапливающимся плутонием (открытый или замкнутый ядерный топливный цикл) определяется целым рядом важнейших как технико-экономических, так и политических факторов (табл. 7.7). Если первая группа факторов (проблемы экономики, экологии, энергетических ресурсов, научно-технического потенциала, промышленной базы и т.п.) отражает специфические особенности отдельной страны, то вторая имеет глобальный характер, обусловленный угрозой переключения выделенного гражданского плутония на военные цели.

Таблица 7.7. Национальные программы использования плутония

Страна	Политика в области обращения с облученным топливом	Состояние переработки облученного топлива
Россия	Предусмотрено развитие замкнутого топливного цикла, включая переработку облученного топлива АЭС со всех реакторов, кроме реакторов РБМК	В ходе выполнения оборонных программ построено 3 радиохимических завода: ПО "Маяк", Сибирский химический комбинат (Томск-7), электрохимический комбинат (Красноярск-45). Действует радиохимический завод РТ-1 по переработке облученного ядерного топлива реакторов ВВЭР-440 производительностью 400 т/год тяжелого металла. Завод РТ-1 перерабатывает также облученное топливо реакторов на быстрых нейтронах, исследовательских и транспортных реакторов. Накоплено ~30 т энергетического плутония. Начато строительство радиохимического завода РТ-2 по переработке облученного топлива реакторов ВВЭР-1000
Великобритания	Концепция замкнутого ядерного топливного цикла принята с начала развития ядерной энергетики для реакторов GCR. Для реакторов AGR и PWR остается незамкнутый ядерный топливный цикл	Выделение энергетического плутония началось в 1964 г. Топливо реакторов магноксового типа перерабатывается на заводе B205 в Уиндскейлле (Селлафилд) проектной мощностью 1500 т/год тяжелого металла. В 1995 г. введен в действие радиохимический завод THORP для переработки топлива легководных реакторов. Мощность завода 5,5 т/год плутония
Бельгия	Принят открытый цикл ядерного топлива с частичной переработкой облученного ядерного топлива	Облученное ядерное топливо перерабатывается во Франции. Смешанное уран-плутониевое оксидное топливо используется на АЭС "Доэль-3" и "Танж-2"
Германия	В соответствии с законом 1994 г. облученное ядерное топливо может как перерабатываться для извлечения ядерного горючего, так и направляться на длительное хранение	Прекращена эксплуатация опытного радиохимического завода WAK (1971-1990 гг.). В 1991 г. остановлен опытный завод в Хану мощностью 25 т/год тяжелого металла. Заморожено строительство радиохимического завода в Ваккерсдорфе (120 т/год)
Япония	Законодательно закреплено создание замкнутого ядерного топливного цикла и использование урана и плутония, выделенных из облученного ядерного топлива. Предусмотрено постепенное создание полного комплекса предприятий для переработки облученного топлива, изготовления смешанного уран-плутониевого оксидного топлива, обработки высокоактивных отходов и их окончательного удаления	В 1978 г. в Токае введен в эксплуатацию опытный завод по переработке облученного ядерного топлива водо-водяных реакторов мощностью 210 т/год тяжелого металла. В Рокассэ ведется строительство радиохимического завода по переработке топлива АЭС проектной мощностью 800 т/год тяжелого металла
США	С конца 70-х годов узаконен отказ от переработки облученного топлива АЭС	Накоплен большой опыт переработки облученного топлива на военных радиохимических заводах в Ханфорде, Саванна-Ривере и в Айдахо. В начале 70-х годов были введены в действие два завода по переработке облученного топлива АЭС, которые были затем закрыты из-за отказа от переработки. В настоящее время все военные радиохимические заводы остановлены
Франция	Внедряется замкнутый ядерный топливный цикл. Предоставляются услуги по переработке облученного ядерного топлива других государств	Программа по переработке реализуется на заводах UP2 (введен в эксплуатацию в 1966 г., 800 т/год) и UP3 (1993 г., 800 т/год) на м. Аг. Действует предприятие по производству смешанного уран-плутониевого оксидного топлива для легководных реакторов (~35 т/год). В 1995 г. введен в действие завод MELOX в Маркуле производительностью 120-160 т/год смешанного уран-плутониевого топлива

В 1974 г. Индия взорвала “мирное ядерное устройство” с плутонием, выделенным из облученного ядерного топлива. Это событие продемонстрировало возможность использования “мирного” плутония для военных целей. Таким образом, проблема выбора заключительной стадии ядерного топливного цикла – переработка или захоронение отработавшего топлива – стала проблемой политической и не решенной до сих пор.

Основным международным документом, регулирующим использование плутония, является договор о нераспространении ядерного оружия. С точки зрения противников замкнутого ядерного топливного цикла, представляет опасность возможность нарушения режима нераспространения как при передаче плутония в развивающиеся страны, так и при освоении технологии переработки, позволяющей извлекать плутоний не только для гражданских целей. Проблема заключается в эффективности мер по контролю за нераспространением плутония в гражданском цикле ядерного топлива: на заводах по переработке отработавшего ядерного топлива и на заводах по изготовлению плутониевого топлива.

Технические цели системы гарантий МАГАТЭ определяются следующим образом: “своевременное обнаружение изъятия существенных количеств ядерных материалов из систем мирного применения... и сдерживание такого изъятия риском раннего обнаружения”. Существенное количество определено, как “примерное количество ядерного материала, по отношению к которому, принимая во внимание все возможные процессы переработки, нельзя исключить возможность изготовления из него взрывного ядерного устройства”. Для плутония существенное количество принято 8 кг. Время обнаружения (максимальный промежуток времени между изъятием и моментом его обнаружения) для металлического плутония - 7-10 дней, для чистых необлученных соединений плутония (оксиды, нитраты или их смеси) - 1-3 недели и для плутония в облученном ядерном топливе - 1-3 мес.

Основным инструментом контроля за нераспространением ядерного оружия стало Международное агентство по атомной энергии - МАГАТЭ, с которым каждая участвующая в договоре страна должна заключить соответствующее соглашение. Представители агентства в ходе многочисленных инспекций осуществляют наблюдение за ядерными установками и материалами путем изучения учетных документов, проверки работы операторов на ядерных установках, технического состояния реакторов, выполнения мер безопасности и др. Главная цель МАГАТЭ - не допустить переориентации программ развития атомной энергетики на военные цели.

Одно из слабых мест в деятельности МАГАТЭ связано с тем, что оно инспектирует лишь заявленные ядерные объекты и не обладает правом инспекции всех имеющихся в той или иной стране объектов такого рода. МАГАТЭ не имеет полномочий на проведение внезапных проверок (оно обязано сделать заявки заблаговременно). Такой порядок позволяет инспектируемой стране скрывать секретные программы и проводить мероприятия по их маскировке и вывозу в другие районы соответствующего оборудования, материалов и др.

Наиболее вероятными путями совершенствования системы контроля и проверок могли бы стать включение в соответствующие документы требования о заблаговременном уведомлении МАГАТЭ о строительстве новых ядерных объектов или переоборудовании имеющихся; увеличение числа инспекций и упрощение процедуры оформления документов на въезд в страну инспекторов; предоставление права проводить проверки по подозрению.

Для усиления режима нераспространения необходима его технологическая поддержка.

7.5. Цена безопасности и конкурентоспособность

Капитальная составляющая издержек производства электроэнергии на электростанциях характеризует воспроизводственный потенциал электроэнергетики и темп ее развития ($\delta_{эс}$). При финансировании электроэнергетики за счет ее собственных средств капитальная составляющая (долл./кВт·ч) определяется следующим выражением

$$c_{воспр} = \{S_{эс}^{(y\delta)} r / [(1+r)^{T_{вк}} - 1]\} / 8760 \cdot \text{КИУМ}_{эс} (1 - \kappa_{нал}^{(np)}),$$

где $S_{эс}^{(y\delta)}$ - удельная стоимость киловатта установленной мощности электростанции, долл./кВт; $\text{КИУМ}_{эс}$ - коэффициент использования установленной мощности электростанции; r - реальная рыночная ставка процента; $T_{вк} = \delta_{эс}^{-1}$; $\delta_{эс}$ - темп ввода новых мощностей, год⁻¹; $\kappa_{нал}^{(np)} = 0,35$ - налог на прибыль.

Для современных АЭС $S_{эс}^{(y\delta)} = 1000-2000$ долл./кВт. Принимая $\text{КИУМ}_{тэс} = 0,80$ и $r = 0,1$, для $\delta_{эс} = 0,05$ год⁻¹ получим

$$c_{воспр} = (0,4 - 0,8) \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

При финансировании электроэнергетики за счет заемных средств капитальная составляющая (долл./кВт·ч) определяется следующим выражением:

$$c_{воспр} = \{S_{эс}^{(y\delta)} (1+r)^{T_{сmp}} r / [(1+r)^{T_{вк}} - 1]\} / 8760 \cdot \text{КИУМ}_{эс} (1 - \kappa_{нал}^{(np)}),$$

где $T_{сmp}$ - срок сооружения электростанции, лет.

Принимая $T_{сmp} = 4$, получим для $\delta_{эс} = 0,05$ год⁻¹

$$c_{воспр} \approx (0,6 - 1,2) \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

7.6. Выводы

Безопасность современной атомной энергетики является приемлемой для существующих масштабов ее использования при условии постепенного замещения действующих энергоблоков на реакторы нового поколения. Но достигнутый "предельный" уровень безопасности недостаточен для крупномасштабной энерготехнологии.

Безопасность топливного цикла современной ядерной энергетики является приемлемой для существующих масштабов ее использования при условии наличия эффективного международного механизма, препятствующего переключению энергетического плутония на военные цели, но не удовлетворяет требованиям, предъявляемым к крупномасштабной энерготехнологии.

Современные ядерные энерготехнологии - это технологии для политически стабильных регионов.

При практически одинаковом вкладе в производство электроэнергии в России угольных ТЭС и АЭС географическое загрязнение от ядерной энергетики (площадь нарушенных земель) почти в 20 раз меньше.

Ядерная энергетика России при всей малости ее вклада в общее энергопроизводство дает следующее сокращение вредных выбросов в атмосферу (если предположить, что этот малый вклад был бы заменен ТЭС на угле), млн т: CO_2 - 111,1; SO_2 - 2,4; NO_x - 1,2; зола - 24,6.

При сжигании органических энергоносителей в трубу ТЭС выбрасываются естественные радионуклиды, находящиеся в топливе, с активностью значительно большей, чем активность нуклидов, выбрасываемых в трубу АЭС. Оценки

показывают, что даже для населения России, проживающего вблизи АЭС, дозовые нагрузки за 1998 календарный год не превышают 0,25 мкЗв (при допустимой санитарными нормативами дозе в 250 мкЗв/год). Канцерогенный риск для этой группы населения составляет $\approx 10^{-8}$, и по этому экологическому параметру АЭС значительно превосходит ТЭС на угле.

■ Высокая удельная энергоёмкость ядерного топлива значительно снижает расходы на перевозки топлива и возникающих отходов, специфика реакции деления не требует кислорода, использование ядерного топлива сберегает ограниченные запасы органического топлива. Все это ведет в конечном счете к сохранению природных богатств России.

ГЛАВА 8

Локализуемые отходы ядерной энергетики

8.1. Виды отходов

Радиоактивные отходы образуются на всех стадиях ЯТЦ - от добычи урана до переработки ОЯТ.

При добыче урана происходит высвобождение дочерних элементов его радиоактивного ряда: ^{210}Pb , ^{214}Pb , ^{210}Po , ^{214}Po , ^{218}Po , ^{214}Bi , ^{222}Rn , долгоживущих ^{226}Ra и ^{230}Th , ответственных за долговременную активность хвостохранилищ.

Источник возникновения радиоактивных отходов АЭС связан с возможной негерметичностью оболочек твэлов, активацией продуктов коррозии металла и химических добавок в контурной воде.

Основное количество радионуклидов сконцентрировано в облученном ядерном топливе (ОЯТ), которое выгружается из реактора на хранение и для последующей переработки.

ОЯТ в ряде стран (например США) относят к радиоактивным отходам АЭС, однако следует различать РАО как материал, повторное использование которого невозможно, и ОЯТ, обладающее значительным сырьевым потенциалом как источник вторичного топлива. Переработка ОЯТ наряду с решением задачи рецикла ядерного топлива позволяет рециклировать конструкционные материалы, выделить ряд нуклидов для использования в народном хозяйстве и повысить безопасность захоронения других компонентов ОЯТ путем их перевода в более устойчивые матрицы.

РАО классифицируются по источнику излучения и его интенсивности, концентрации радионуклидов, количеству долго- и короткоживущих радионуклидов. В России отходы классифицируются по трем категориям: низкоактивные (НАО - удельная радиоактивность $< 10^{-5}$ Ки/л раствора), среднеактивные (САО: 10^{-5} - 1 Ки/л раствора) и высокоактивные (ВАО: $> 1,0$ Ки/л раствора). МАГАТЭ разработаны рекомендации, в соответствии с которыми отходы следует подразделить: на класс РАО, освобожденных от радиационного контроля вследствие очень низкой концентрации радионуклидов; класс, объединяющий НАО и САО, уровень радиоактивности которых выше, чем уровень радиоактивности для отходов, освобожденных от радиационного контроля; класс ВАО, совпадающий по характеристикам с классом ВАО, принятым в российской классификации РАО.

Класс, объединяющий НАО и САО, в свою очередь, состоит из подкласса НАО и САО на основе короткоживущих радионуклидов (с периодом полураспада до 30 лет) с содержанием в них долгоживущих α -излучающих радионуклидов до 10^{-7} Ки/г в упаковке и подкласса на основе долгоживущих радионуклидов с содержанием долгоживущих радионуклидов более 10^{-7} Ки/г в упаковке.

1 ГВт·год выработанной электроэнергии на АЭС с реакторами ВВЭР-1000 сопровождается образованием 90 т отходов в пересчете на твердые солевые низко- и среднеактивные отходы и 20 т облученного ядерного топлива, на АЭС с реакторами РБМК - соответственно 250 и 47 т.

При переработке одной тонны облученного ядерного топлива из реактора типа ВВЭР образуется жидких радиоактивных отходов: высокоактивных - 4,5 м³, среднеактивных - 150 м³ и низкоактивных - до 2000 м³.

Основной объем отходов (до 90 %) относится к отходам низкой удельной активности. Их доля в общей активности не превышает 1 %. На долю высокоактивных отходов приходится 99 % всей суммарной активности.

8.2. Проблемы обращения с ОЯТ

ОЯТ, с одной стороны, является ценным сырьевым источником для производства ядерного топлива, с другой - содержит долгоживущие радионуклиды, которые должны быть надежно изолированы от биосферы, а в перспективе трансмутированы с целью достижения радиационно-миграционной эквивалентности РАО.

ОЯТ хранятся в водных хранилищах при реакторе в течение 3 лет - времени, достаточном для снижения радиационного уровня и остаточного тепловыделения до величины, при которой ОТВС можно транспортировать на перерабатывающий завод или в хранилище длительного хранения. В последнее время четко прослеживается тенденция к "сухому" длительному хранению ОЯТ и других облученных материалов. Учитывая сложившуюся конъюнктуру мирового рынка урана, в настоящее время основное количество ОЯТ подлежит длительному хранению. В ближайший период необходимо обосновать предельно допустимые сроки "водного" хранения и определить оптимальные режимы сухого хранения ОЯТ до 50 лет.

Для обеспечения безопасности контролируемого хранения дефектные облученные ТВС, подлежащие переработке, размещаются в герметичных пеналах; при необходимости захоронения негерметичное топливо омоноличивается.

Обеспечение существующих мощностей АЭС в России с учетом сложившейся структуры топливного цикла, включающего завод РТ-1, диктует необходимость переработки определенной доли ОЯТ. Исходя из общей тенденции удорожания органических энергетических ресурсов России (стоимость которых и в настоящее время выше, чем в странах Ближнего Востока), необходимости существенного (опережающего) роста производства энергии для развития России как северной страны, обеспечения энергетической независимости в условиях высокой стоимости собственных природных запасов урана, рецикл ядерного топлива в России является необходимостью в реальной перспективе.

Переработка топлива позволяет рециклировать невыгоревший уран и накопившийся плутоний, обеспечить безопасность последующего обращения с опасными радионуклидами, накопленными в ОЯТ.

8.3. Переработка и хранение РАО

Жидкие радиоактивные отходы (ЖРО) содержат радионуклиды в растворенном и коллоидном состояниях - наиболее мобильных и опасных формах, легко мигрирующих в окружающей среде и по пищевым цепочкам биосферы.

Радиоактивные воды с высоким содержанием солей (> 1 г/л) обычно концентрируют выпариванием. Ионный обмен и сорбцию применяют при концентрации солей в жидких РАО менее 1 г/л. Сокращение объема ЖРО на ряде АЭС с ВВЭР при выпаривании составляет 5-6 раз. Полученные концентраты переводятся в отвержденную матрицу, пригодную для захоронения.

Основными методами отверждения РАО являются битумирование, цементирование и остекловывание.

Битумные компаунды имеют степень заполнения около 40 % по сухому остатку солевых концентратов и ионообменных смол и около 15 % - по фильтроперлиту. При битумировании происходит сокращение объема отходов по сравнению с исходным объемом растворов с концентрацией 200-250 г/л в 3-3,5 раза.

Максимальное наполнение цементного компаунда составляет 20 % для ионообменных смол и фильтроперлита и 30 % - по сухому остатку солевых концентратов АЭС с ВВЭР и РБМК.

При цементировании происходит двукратное сокращение объема захораниваемых отходов по сравнению с объемом, занимаемым раствором с концентрацией солей 200-250 г/л.

Остекловывание стало основным процессом кондиционирования всех жидких ВАО от переработки ОЯТ. Отверждение ВАО методом остекловывания используется в промышленном масштабе в России, Франции, Великобритании, Германии, Японии, Индии, США.

После 40 лет исследований составов стекол, проведенных в Великобритании, России, США, Германии и других странах, наиболее пригодными были признаны боросиликатные и фосфатные стекла. В настоящее время эти стекла используются в промышленном масштабе при остекловывании ВАО.

В России наиболее широко используются фосфатные стекломатрицы. Фосфатные стекла имеют более низкие температуры варки и вязкости расплавов. В российской промышленной установке ЭП-500 используется стекло на основе $\text{Na}_2\text{O}-\text{Al}_2\text{O}_3-\text{P}_2\text{O}_5$. В данной системе оксиды фосфора и алюминия являются стеклообразователями.

Процесс остекловывания в керамическом плавителе ЭП-500 позволяет перевести жидкие ВАО в экологически безопасное состояние с уменьшением их объема в 10-15 раз. По таким показателям, как производительность (до 500 л/ч по раствору и до 2000 кг/сут по стеклу) и по сроку службы в условиях дистанционного ведения процесса (6 лет) керамический плавитель не имеет аналогов в мировой практике обращения с РАО.

Для отверждения ВАО сложного состава и происхождения используют минералоподобные композиции, синтезируемые в индукционном плавителе с холодным тиглем (ИПХТ). В ИПХТ могут быть синтезированы следующие матричные композиции:

I. Пироксены и пиросиликаты, обеспечивающие возможность широкого варьирования составов изоморфных смесей (эгирин-жадеит-аффедсонит-ортит-шерлит).

II. Гранаты группы андрадита (например, андрадит 33,0 % CaO ; 31,5 % Fe_2O_3 ; 36,5 % SiO_2), в которых трехвалентные элементы могут замещать друг друга.

III. Титаносиликаты (сфен, ловчорит).

IV. Синрок-Д, состав которого: 10,0 % Al_2O_3 ; 13,0 % CaO; 57,0 % TiO_2 ; 11,0 % ZrO_2 ; 9,0 % BaO.

Максимальное использование макрокомпонентов жидких ВАО для синтеза будущей матрицы позволяет в отдельных случаях достигать 90 %-ного включения отходов в конечный материал.

На ПО "Маяк" создается опытная двухстадийная установка остекловывания ВАО методом индукционного плавления в "холодном тигле" (ИПХТ) производительностью до 100 л/ч по исходному раствору ВАО. Жидкие ВАО вначале подвергаются глубокому концентрированию в вакуумном испарителе, а концентрат солей с остаточной влажностью 30-50 % направляется на отверждение в ИПХТ.

Использование СВЧ энергии позволяет проводить упаривание, кальцинацию и остекловывание ВАО в отдельных аппаратах или все стадии процесса - в одном аппарате. Разработаны СВЧ установки остекловывания пульп, шламов мощностью 5 кВт (частота 2450 МГц) с объемом контейнера около 30 л и мощностью 50 кВт (частота 915 МГц) с промышленным контейнером из нержавеющей стали объемом 200 л, а также процесс остекловывания пульп, шламов в контейнерах с использованием легкоплавких фосфатных стекол с температурой варки ниже 1000 °С.

Метод самораспространяющегося высокотемпературного синтеза (СВС) также позволяет включать ВАО в термически и радиационно стойкие композиции. В результате локального инициирования взаимодействия скомпактированной смеси порошков горючего и окислителя реализуется волновой режим горения, в котором химические превращения сосредоточены в перемещающейся зоне горения. Управляя скоростью и температурой процесса, можно получать матрицы минералоподобных систем любого заданного состава.

8.4. Окончательное удаление ВАО

В настоящее время существует широкий международный консенсус по техническим аспектам захоронения долгоживущих радиоактивных отходов в глубокие стабильные геологические формации. Достоинства такого захоронения в том, что система многоступенчатого удержания позволяет изолировать отходы от биосферы на очень большой период времени, т.е. соприкосновение остаточных радиоактивных веществ с биосферой возможно лишь через многие тысячи лет хранения с уровнем активности, не существенным в сравнении, например, с естественным радиоактивным фоном, а риск от непреднамеренного вторжения человека при этом сводится до минимума. Такое решение окончательного захоронения является в основном пассивным, не требующим последующего вмешательства или контроля со стороны человека, хотя можно предположить, что мониторинг площадки и обычный контроль будут проводиться в течение многих лет.

При захоронении в глубокие слабопроницаемые геологические формации отвержденные отходы размещаются в горных выработках типа шахт, штолен, в скважинах большого диаметра при проведении дополнительных мероприятий по изоляции отходов в месте захоронения. Глубина захоронения характеризуется значениями от первых сотен до тысяч метров.

Захоронение жидких радиоактивных отходов в глубокие проницаемые геологические формации осуществляется в России с 1963 г. на Сибирском химическом комбинате (г. Северск Томской обл.), Горно-химическом комбинате (г. Железногорск

Красноярского края), в ГНЦ РФ “Научно-исследовательский институт атомных реакторов” (г. Димитровград Ульяновской обл.). Захоронение состоит в нагнетании специально подготовленных отходов через буровые скважины в глубокозалегающие пористые пласты коллектора, отвечающие определенным требованиям. Захоронение жидких РАО должно быть заменено на технологию отверждения отходов, однако захоронение жидких РАО предполагается продолжить до исчерпания естественной емкости пластов-коллекторов ориентировочно до 2010 г.

Безопасность изоляции при захоронении кондиционированных РАО в подземные могильники обеспечивается совокупностью защитных свойств естественного и инженерного барьеров. При подземном захоронении область возможной миграции радионуклидов ограничивается в пределах системы искусственных барьеров в течение времени не более 500 лет; окружающая природная среда - горный массив - используется в качестве основного пассивного естественного барьера на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных веществ в среду обитания человека в течение всего периода, необходимого для распада наиболее долгоживущих радионуклидов.

К настоящему времени сформулированы следующие основные требования к безопасности захоронения РАО:

- В течение времени гарантированной изоляции отходов в недрах их компоненты не должны оказывать какого-либо непосредственного воздействия на людей – дозовая нагрузка должна быть равной нулю. Для периодов времени более этих значений уровень облучения людей в результате поступления компонентов отходов в поверхностные воды и грунты не должен превышать предельных значений доз облучения, устанавливаемых действующими в настоящее время нормативными документами или устанавливаемых на основе данных о флуктуации естественного фона радиоактивных излучений.

- Вероятность событий, как следствие развития аномальных процессов, входящих за рамки закономерных эволюционных процессов и явлений (вулканизм, астероидная опасность и т.д.) или связанных с вмешательством человека и приводящих к уменьшению установленного времени гарантированной изоляции отходов в недрах, не должна превышать предел индивидуального риска 10^{-6} /год для периода осуществления захоронения и уровень пренебрежимо малого риска для периода после прекращения захоронения.

- Время гарантированной изоляции отходов в недрах должно быть не менее 1000 лет для среднеактивных отходов и не менее 300 - для низкоактивных отходов, содержащих продукты деления. Для низкоактивных отходов, содержащих трансураниевые нуклиды, время гарантированной изоляции устанавливается 1000 лет. В течение этого времени отходы должны быть локализованы в пределах установленных границ горного отвода недр. В пределах горного отвода недр доступ к области локализации отходов должен быть эффективно ограничен.

В настоящее время можно говорить о том, что геологическое захоронение способно обеспечить требуемый уровень и продолжительность изоляции. Соблюдение принципов долговременной изоляции, используемых при геологическом захоронении, позволит защитить биосферу от значительно больших количеств токсичных и радиоактивных неорганических веществ чем те, которые естественно присутствуют в земных породах.

В мире рассматриваются различные геологические формации, потенциально пригодные для создания могильников. Это - скальные породы (базальты, граниты, туф и др.), каменная соль, глины. В России для глубинного захоронения РАО

ориентируются главным образом на скальные породы (порфириды в районе ПО "Маяк" и граниты Канского кряжа в районе ГХК), а также на захоронение в соляные формации (главным образом в соляные купола). Принципиальной задачей является обоснование долговременной безопасности могильника. Подобная задача является необычной в том плане, что информацию, полученную на ограниченном промежутке времени и ограниченную по объему, имеющую неопределенности и погрешности, нужно экстраполировать на 10 тыс. и более лет и получить оценку скорости выхода радионуклидов в окружающую среду и соответствующие оценки риска. Сложность задачи заключается в том, что зачастую невозможно учесть все факторы (которые должны взвешиваться экспертно).

Научно-технические оценки дают принципиальные средства для количественного определения и обоснования долговременной безопасности концепции любого выбираемого способа захоронения и выбираемой для него соответствующим органом власти и общественностью площадки. Возможность и надежность таких оценок, включая неопределенность, неизбежно связанную с вариантноностью будущих ситуаций, является проблемой, решаемой в настоящее время.

В России и в мире не существует захоронений ВАО в глубинные геологические формации; в настоящее время разрабатывается проект подземной лаборатории для исследования глубинных гранитных (порфиритовых) массивов и возможности создания в них подземных могильников.

8.5. Дезактивация и реабилитация ядерных объектов, снимаемых с эксплуатации, и территорий

Методы дезактивации зданий, сооружений и оборудования условно можно классифицировать по названию процесса (механического, физического или физико-химического), заложенного в их основу: механические, струйные, погружные, с помощью полимерных покрытий, электрохимические, термические, пеной моющих растворов, с использованием лазерного излучения и др.

Простым и удобным средством дезактивации внутренних и внешних поверхностей, загрязнённых пылевидными радиоактивными веществами, является специальный пылесос с системой очистки воздуха.

В абразивном методе дезактивации в качестве твердой фазы применяют кварцевый песок, носителем служит сжатый воздух. Для дезактивации поверхностей помещений и оборудования известен метод, где в качестве абразива используют гранулы "сухого" льда. Применение этого метода позволяет значительно снизить количество твердых радиоактивных отходов. Если в качестве носителя используют струю воды под давлением, то метод называют гидроабразивным.

Для дезактивации внешних поверхностей зданий, сооружений и оборудования широко распространено использование метода дезактивации, основанного на применении струи воды или пара. Дезактивация паром более эффективна, при этом количество ЖРО значительно уменьшается.

Для дезактивации и локализации радиоактивных загрязнений на внутренних поверхностях зданий, сооружений и внешних поверхностях технологического оборудования широко применяются составы на основе полимерных связующих, которые после высыхания образуют пленочное и пастообразное покрытие. Отработавшее покрытие удаляют вместе с вошедшими в его структуру радиоактивными веществами. Для дезактивации внешних поверхностей зданий и сооружений используют покрытия на основе минеральных глинистых связующих, например бентонита.

Электрохимические методы успешно применяются для дезактивации металлического оборудования и поверхностей рабочих помещений, облицованных металлом (в большинстве случаев нержавеющая и углеродистая стали).

Помещения, в которые затруднен доступ обслуживающего персонала из-за большой насыщенности оборудованием или высоких уровней излучения, а также емкостное оборудование объемом 1-10 м³ и более могут дезактивироваться с помощью пены моющих растворов, что позволяет значительно уменьшить объем образующихся ЖРО.

Наибольшее распространение для дезактивации съемного оборудования получили ванны погружного типа, оснащенные средствами подогрева и перемешивания растворов, вытяжной вентиляцией, контрольно-измерительными приборами. Для интенсификации процесса дезактивации оборудования используют ультразвук, что позволяет сократить время дезактивации в 2-3 и более раз. Для дезактивации деталей сложной конфигурации с наличием отверстий, пазов и др. предназначены ванны струйного типа.

Для дезактивации металлических радиоактивных отходов (МРАО) применяется метод термохимической дезактивации, который заключается в обработке МРАО химическими реагентами, предварительно нанесенными на поверхность металла, в высокотемпературной среде. В результате обработки радионуклиды остаются в окалине и удаляются вместе с ней. Преимуществом метода является полное отсутствие ЖРО, а количество ТРО составляет не более 1% первоначального веса металла.

Дезактивацию локальных участков поверхностей бетона, асфальта, металла проводят с применением термосорбционного метода дезактивации, основанного на контактном разогреве загрязненных поверхностей с помощью экзотермических металлизированных смесей (ЭМС). При температуре 300-1200 °С и выше радионуклиды десорбируются с поверхности и адсорбируются в более холодном слое продуктов горения ЭМС — шлаке пористой структуры, способном поглощать и связывать радионуклиды.

Дезактивацию бетонных конструкций проводят с помощью сверхвысокочастотного (СВЧ) или инфракрасного (ИФК) нагрева поверхности. Способ основан на присутствии в микроструктуре бетона небольшого количества воды. При нагреве вода испаряется, при этом поверхностный слой, в котором находятся радионуклиды, растрескивается, и от монолитной поверхности отделяются фрагменты бетона.

Для дезактивации поверхностей различных конструкционных материалов возможно применение лазерного излучения, которое воздействует на поверхность загрязненного материала или на радиоактивные вещества, находящиеся на поверхности. Из огромного разнообразия выпускаемых лазеров для тепловой обработки материалов пригодны рубиновый лазер, лазер на неодимовом стекле (Nd-лазер), лазер на углекислом газе (СО₂-лазер).

При реабилитации территорий, направленной на восстановление земель, загрязненных радионуклидами, выбор методов диктуется необходимостью обработки значительных объемов РАО.

Реабилитация загрязненных территорий - сложная комплексная проблема, включающая:

- мониторинг загрязненных территорий, разработку стратегии локализации загрязнений и реабилитации территорий;
- локализацию источника радиоактивного загрязнения и предотвращение дальнейшего распространения загрязнения;
- мероприятия по недопущению проникновения радиоактивных загрязнений в грунтовые воды, фильтрации в слое грунтов и почв;
- реабилитацию участков местности со значительным превышением допустимых уровней загрязнения;

- дезактивацию или демонтаж зданий и сооружений, удаление образующихся при этом радиоактивных отходов;
- рекультивацию.

В настоящее время реабилитация почв и грунтов в основном осуществляется снятием верхнего слоя почвы с последующим его захоронением. Применение этого метода для рекультивации больших территорий создает проблемы транспортировки, переработки и захоронения больших объемов загрязненного грунта.

Для предотвращения переноса радиоактивных частиц может быть создано защитное изолирующее покрытие с использованием асфальта, бетона, глины или почвы, грунтозакрепляющих составов и др.

За последнее десятилетие для локализации загрязненных почв и предотвращения водной и ветровой эрозии интенсивно внедряются новые полимерные препараты на основе интерполиэлектролитных комплексов (ИПЭК), образующих устойчивый защитный структурированный воздухо-влагопроницаемый слой толщиной 1-5 мм с содержанием полимера 0,5-2,5 мас. %. Через свободное пространство между частицами может свободно осуществляться фильтрация и аэрация нижних слоев почвы.

Биологическая рекультивация осуществляется активизацией естественного зарастания или посевом семян многолетних трав.

Кардинальное улучшение радиационной обстановки на загрязненных территориях возможно только дезактивацией почвы.

Дезактивация предварительно снятого верхнего слоя почв предполагает обработку собранного на местности загрязненного грунта в специальных установках. Величина слоя снимаемого грунта определяется по результатам мониторинга (обычно не более 10-15 см).

Элюэнтная дезактивация - промывка верхнего слоя почвы различными химическими реагентами, которые растворяют и десорбируют радионуклиды, связанные с почвенными агрегатами. Снижение уровня загрязнения до 40 % может достигаться при промывке большим количеством раствора в течение длительного времени (дождевание в течение нескольких суток) и организацией замкнутого цикла промывки почв.

Электромиграционная дезактивация - очистка почв достигается в результате процесса миграции ионов загрязняющих веществ и мелкодисперсных частиц под действием электрического потенциала, организованного с помощью электродов, размещенных на дезактивируемом участке.

Фитодезактивация производится при помощи растений, обладающих способностью извлекать корневой системой радиоактивные соединения из почвенного раствора. Степень извлечения радионуклидов не выше 5-10%.

Дезактивация почв и грунтов методом гидроклассификации основана на выделении основной части радиоактивных веществ, содержащихся в мелкодисперсной органической и минеральной фракциях в водной среде. Данный метод позволяет не только очистить загрязненные земли, но и вернуть их в сельскохозяйственный оборот. Объем очищенного грунта составляет 90-99 % от его исходного количества. Коэффициент очистки грунта от нефтепродуктов, радионуклидов и тяжелых металлов составляет 10^2 - 10^3 . Производительность пилотной установки, по конструкторско-технологическим решениям не имеющей мировых аналогов, достигает 1 т/ч загрязненного грунта. В настоящее время проектируется мобильная высокопроизводительная установка (до 20 т/ч) по очистке почв, загрязненных радионуклидами, тяжелыми металлами и нефтепродуктами.

ГЛАВА 9

Экологическая безопасность энергетики на возобновляемых ресурсах

Распространенное мнение о высокой экологической чистоте установок на возобновляемых ресурсах, и в частности альтернативных источников энергии (АИЭ), относится зачастую только к самой энергетической установке. При этом не учитывается весь жизненный цикл того или иного источника энергии. Здесь следовало бы учесть такие факторы, как вредные низкочастотные шумы, различные вибрации, электромагнитные излучения, возникающие при эксплуатации ветроустановок, наличие больших объемов токсичных отходов при производстве кремния для солнечных фотопреобразователей, необходимость отчуждения больших земельных площадей вследствие малых плотностей потоков энергии АИЭ. При создании крупномасштабной энергетики на основе АИЭ эти и другие факторы могут проявиться в более резкой форме, чем это можно представить себе в настоящее время.

Недостатком АИЭ является, помимо непостоянства используемой первичной энергии, малая плотность ее потока (удельная мощность), вследствие чего удельная материалоемкость и капиталоемкость установок на АИЭ выше, чем для энергоустановок на традиционных энергоисточниках. Кроме того, ресурсы АИЭ зависят от географического положения региона.

Прогнозные оценки затрат на строительство электростанций на АИЭ, выполненные Агентством по ядерной энергии (NEA) в 1996 г. для энергоблоков, ввод которых возможен в 2005-2010 гг., приведены в табл.9.1 [62].

Таблица 9.1. Затраты на строительство энергоустановок на основе АИЭ, долл./кВт

Энергоустановка	Стоимость установленной мощности
Паровая турбина на дровах	937
Ветроэнергетическая установка	1173-998
Ветроэнергетическая прибрежная установка	1945
ТЭС на биомассе	1345

9.1. Гидроэнергетика

Гидроэнергетика существенно влияет на окружающую среду в районе расположения ГЭС. Чтобы избавиться от сезонной неравномерности поверхностного стока воды в реке, выше ГЭС сооружают водохранилища огромной емкости. Например, водохранилище Куйбышевской ГЭС имеет объем 57 млрд м³, площадь поверхности - 7000 км², Рыбинское водохранилище - 25 млрд м³ и 5500 км² соответственно. Для создания таких водохранилищ требуется затопление огромных территорий, занятых сельскохозяйственными угодьями, лесными массивами, населенными пунктами, производственными предприятиями и т.д. Только по Днепровскому и Волжско-Камскому каскадам площадь затопленных земель превысила 26 тыс. км².

Помимо затопления земель, одним из самых ощутимых и неблагоприятных последствий создания водохранилищ является переформирование берегов. Масштаб

развития абразионных процессов достаточно велик на водохранилищах Волжско-Камского каскада, где абразионные берега составляют 9–60 % протяженности береговой линии водохранилищ. Обрушаемые берега на Братском, Красноярском и Иркутском водохранилищах составляют соответственно 20, 30 и 60 % общей длины береговой линии. Из общей протяженности берегов существующих и строящихся водохранилищ Сибири (30 тыс. км) около 10 тыс. км затронуты процессами переработки берегов. По ориентировочным оценкам, потери территории, вызванные переформированием берегов в результате строительства водохранилищ в СССР, составили 2 тыс. км².

Создание водохранилищ приводит к подтоплению пологих ландшафтов прилегающей территории, площадь которой по всей России составляет ~10 тыс. км². Из дальнейшего использования, как правило, исключаются сельскохозяйственные земли подзоны сильного подтопления (с глубиной залегания грунтовых вод менее 0,5 м), площадь которой достигает 20 % площади подтопленных земель.

На территории России суммарные площади земель, выведенных из пользования в результате гидроэнергетического строительства (затопление, переформирование берегов, подтопление) составляют 44,6 тыс. км², в том числе: сельскохозяйственные угодья – 15,6 тыс. км²; лес, кустарник – 21,4 тыс. км²; прочие неиспользуемые земли – 7,6 тыс. км². В числе сельскохозяйственных угодий (1560 тыс. га): пашня – 453 тыс. га (0,3 % общей пашни России); сенокосы, пастбища – 1107 тыс. га [63].

Одним из важнейших показателей негативного воздействия гидростроительства на состояние водных объектов является ухудшение качества воды в водохранилищах. В результате замедления скорости водообмена способность к самоочищению воды в водохранилище на 20–30 % ниже, чем в реке. Соотношение концентрации загрязняющих веществ на входе и выходе имеет тенденцию к увеличению и становится больше 1. На водохранилищах наблюдается избыточное “цветение” воды, что вызывает затруднения в питьевом и техническом водоснабжении, создает заморные условия для рыб, способствует возникновению аллергических заболеваний, затрудняет использование водохранилищ для отдыха.

Помимо качества воды, при создании водохранилищ резко меняются и другие условия обитания ихтиофауны: уровневый и температурный режимы, кормовая база. Нарушается миграция проходных и полупроходных рыб, что существенно затрудняет их естественное воспроизводство.

Такие экологические проблемы особенно актуальны для ГЭС, построенных на равнинных реках. Здесь размеры водохранилищ, а следовательно, и поверхность затопления на единицу годовой выработки электроэнергии в десятки и даже сотни раз выше, чем для ГЭС, расположенных на горных реках. Создание крупных водохранилищ в сейсмоопасных горных районах, помимо изменения гидрогеологических условий территории, способно привести к повышению сейсмической активности и повысить риск повреждения и разрушения самой плотины.

Разрушения или повреждения плотин и ограждающих дамб накопителей стоков во многих случаях приводят к чрезвычайным ситуациям, сопровождающимся человеческими жертвами, материальным и экологическим ущербом. Последствия прорыва напорного фронта крупных плотин могут привести и к национальной катастрофе. Настоящей национальной катастрофой стало разрушение плотин Глено в 1923 г. и Вайонт в 1963 г. в Италии, когда погибших было более 500 чел. Во Франции в 1959 г. в результате разрушения плотины Мальпасе погибли 421 чел. Вследствие чрезвычайного паводка была разрушена плотина Мачху II в 1979 г. в Индии, жертвой этого наводнения стали 2 тыс. человек.

В бывшем СССР за все годы не было отмечено разрушения высоких и средних плотин, однако многие из них (89 %) эксплуатируются более 20–30 лет, что по

мировым статистическим данным дает повод ожидать увеличения частоты аварий по мере их старения. Предупреждением может служить авария плотины Кисилевского водохранилища на р. Каква в июне 1993 г. (на 15-м году эксплуатации), повлекшая гибель 15 чел. и материальные убытки в размере 56 млрд руб., а также авария плотины Гирлянского водохранилища на р. Урале в августе 1994 г. (на 13-м году после реконструкции), повлекшая гибель 28 чел. и материальные убытки в размере более 40 млрд руб. Обе аварии объясняются невозможностью пропуска паводка.

Для сравнения: в США с 1972 по 1977 гг. разрушилось 8 плотин, что привело к гибели 257 чел.

9.2. Ветровая энергетика

Основные сложности реализации этой энергии заключаются в сооружении высоких башен и изготовлении лопастей больших размеров. В связи с этим удельное количество материалов на единицу мощности почти на два порядка выше, чем в традиционной энергетике, примерно в 30 раз выше удельная трудоемкость строительства, что, естественно, приводит к высокой себестоимости производимой энергии. К неблагоприятным воздействиям на окружающую среду уже сейчас можно отнести превышающий допустимые пределы уровень шума. В частности, крупнейшую в мире ветросиловую установку мощностью всего 10 МВт, построенную в США (шт. Огайо), пришлось продать на слом после нескольких суток работы, так как в радиусе нескольких километров от нее стало невозможным проживание. Поэтому ветровая энергия может рассматриваться как маломощный вспомогательный источник.

9.3. Геотермальная энергетика

Геотермальная энергия - есть тепловое поле в земной коре, создаваемое за счет кондуктивного переноса глубинного тепла, поэтому при огромных потенциальных запасах в слое континентальной коры толщиной 10 км (примерно 10^{27} Дж) интенсивность его на поверхности Земли составляет всего $0,06 \text{ Вт/м}^2$ (что в 3 тыс. раз ниже интенсивности падающего на Землю солнечного излучения). Как увеличить этот поток тепла и к каким последствиям для окружающей среды это приведет, пока трудно прогнозировать. Однако часть глубинного тепла доставляется на поверхность земли выходящими жидкостями или газами, и в ряде стран, в том числе и в России, реализуется на ГеоТЭС. При относительной дешевизне такой геотермальной энергии (в 2 раза ниже стоимости в традиционной энергетике) ее запасы ограничены отдельными регионами (Исландия, Камчатка и др.) и для России оцениваются в 10^{18} Дж/год.

Использование геотермальной энергии сопряжено со следующими воздействиями на биосферу:

- загрязнение атмосферы парами ртути, сероводорода, аммиака, метана, радионуклидами;
- нарушение баланса подземных водотоков;
- загрязнение и эрозия почвы;
- повышение сейсмичности районов использования подземного тепла.

9.4. Солнечная энергетика

Потенциальные запасы энергии, поступающей от Солнца на поверхность Земли в форме видимого света, огромны, однако плотность потока ее очень низка (в

среднем $0,7 \text{ кВт/м}^2$ против $10^2\text{-}10^3 \text{ кВт/м}^2$ в современном парогенераторе), что требует концентрации этой энергии с помощью системы зеркал на коллекторе, если использовать традиционные способы трансформации солнечной энергии в электричество. Это приводит к значительному отчуждению земли, высокой материалоемкости, большим людским ресурсам, превышающим традиционную энергетику примерно в 50 раз. Более реальным представлялось широкое использование полупроводниковых солнечных батарей с прямым преобразованием солнечной энергии в электричество. Однако оценки показывают, что при современном КПД этих батарей для удовлетворения даже современного уровня потребления энергии на этот способ получения энергии не хватит запаса кремния в земной коре, не говоря уже о возникающих проблемах воздействия на окружающую природную среду.

Действующие солнечные энергоустановки из-за низкой интенсивности солнечного излучения не подходят для крупномасштабного производства электроэнергии.

Новое направление в создании преобразователей солнечной энергии связано с использованием синтетических (пленочных) материалов, что может снизить стоимость и материалоемкость солнечной энергетики.

9.5. Выводы

- Безопасность гидроэнергетики является приемлемой для существующих масштабов ее использования.
- Попытки создания крупномасштабной гидроэнергетики приведут к существенным изменениям в биосфере: повлекут за собой региональные и глобальные нарушения природных циклов.
- Искусственное высвобождение геотермальной энергии в больших масштабах опасно для окружающей среды.
- Необходимость отчуждения больших земельных территорий вследствие малых плотностей потоков солнечной энергии при масштабном использовании солнечных электростанций (СЭС) может вырасти в большую проблему.
- Использование альтернативных энерготехнологий эффективно только в диапазоне мощности установок от 1 кВт до 1 МВт. Создание более мощных установок такого типа затруднено из-за малой концентрации мощности самих источников энергии. В результате доля таких установок может составлять не более нескольких процентов от общего производства энергии.

ГЛАВА 10

■■■ Внешняя стоимость топливного цикла

10.1. Внешняя стоимость

Основным понятием в области человеческой деятельности, связанной с безопасностью, при всем разнообразии концепций безопасности является понятие ущерба. Что мы сегодня знаем об ущербе? Во-первых, то, что он всегда есть, т.е. любому техногенному объекту сопутствует тот или иной ущерб природе. Во-вторых, то, что он тем больше, чем больше выбросы и сбросы техногенных объектов.

В-третьих, то, что он может выражаться в определенных натуральных показателях, например:

- ранние смерти и увечья;
- латентные смерти;
- болезни;
- разрушения;
- потери из-за снижения продуктивности загрязненных территорий;
- затраты, связанные с эвакуацией и переселением.

В-четвертых, чем ущерб меньше, тем лучше. И, наконец, то, что его конструктивное уменьшение, т.е. снижение ущерба за счет организационно-технических мероприятий, целесообразно только до определенного предела, так как в противном случае требуются непомерно большие затраты. Больше, пожалуй, ничего определенного, что могло бы способствовать установлению стоимости ущерба, мы не знаем. Об остальном приходится договариваться. Именно осознание того фундаментального факта, что проблема безопасности не является чисто научно-технической проблемой и что ее решение невозможно вне соответствующего культурного и социального контекста, дает повод надеяться на возможность прогресса в наших представлениях о целях и средствах их достижения в этой области. О чем мы к настоящему времени “договорились” относительно ущерба? Во-первых, об определенном (нормативном) пределе, ниже которого он ничего не стоит. Этот ущерб будем называть *нормативным* ущербом. Во-вторых, об определенном пределе, выше которого ущерб должен компенсироваться, например:

- выплаты семьям, потерявшим кормильца;
- лечение “узаконенных” болезней;
- расходы на эвакуацию и переселение;
- реабилитация загрязненных территорий.

Этот ущерб будем называть *персонифицированным* ущербом. В-третьих, договорились о том, что ущерб, занимающий промежуточное положение между вышеопределенными пределами, должен штрафоваться, например в виде платы за выбросы и сбросы. Этот ущерб будем называть *штрафуемым* ущербом.

И, наконец, договорились о том, что техногенные объекты не должны создавать слишком большой ущерб. В принципе, это следует из второй “договоренности”, так как слишком большой ущерб не может быть компенсирован, но исторически эти вопросы – ущерб и возможность его компенсации – рассматривались, как правило, отдельно.

В последнее время при рассмотрении экономики различных топливных циклов обращается все большее внимание не только непосредственно на технологическую стоимость производства энергии, но также и на стоимость ущерба (экстерналий), который возникает при производстве и распределении энергии. В соответствии с этим рыночное равновесие развивающихся энергетических технологий предлагается рассматривать с учетом экстерналий, присущих каждой из этих технологий. Против такой логики нет возражений, если только отдавать себе отчет в том, что количественная оценка экономического эквивалента техногенного ущерба – это не открытие нового знания, а результат согласования различных интересов.

Современная концепция “внешней стоимости” фактически ликвидирует границу между нормативным и штрафуемым ущербом в пользу последнего. В связи с этим будем рассматривать две области риска: область нормируемого риска, в которой ущерб связан с нормальной эксплуатацией объекта и будет входить в издержки

производства как “внешняя стоимость”, и область компенсируемого риска, в которой ущерб возникает только в аварийных ситуациях и должен компенсироваться из специального фонда как страховка.

Подходы к экономической оценке этих двух типов риска – нормируемого и компенсируемого – должны принципиально различаться. Плата за компенсируемый риск – это персонализируемая компенсация за нанесенный ущерб. И ее размер никак не влияет на величину будущего возможного аналогичного ущерба. Издержки, связанные с нормируемым риском, должны представлять собой расходы на уменьшение вредного воздействия в будущем, или, точнее, расходы на развитие технологий, результатом которого будет уменьшение данного ущерба. Короче говоря, плата за компенсируемый риск – это плата за ущерб в прошлом, а плата за нормируемый риск – это плата за уменьшение ущерба в будущем.

Уменьшение вредного техногенного воздействия возможно достичь тремя способами:

- совершенствованием “ущербной” технологии;
- дополнением “ущербной” технологии другими, компенсирующими ее ущерб;
- замещением “ущербной” технологии другой технологией.

Поэтому издержки “ущербной” технологии, связанные с нормируемым риском, будут определяться темпами ее совершенствования, дополнения или замещения. В свою очередь, эти темпы, а следовательно, и обеспечивающие их расходы, зависят в одинаковой степени и от экономической способности технологии взять на себя дополнительные издержки, и от административных планов по уменьшению ущерба от нее. Попытки же вывести численные значения экономических эквивалентов ущерба от техногенных выбросов и сбросов по “более общим” соображениям представляются не только бесплодными, но и вредными, так как создают иллюзию открытия нового знания об опасности, которое, якобы, должно детерминировать наши решения.

В результате таких попыток появляются данные, из которых следует, что цена “органического” электричества только за счет внешней стоимости может возрасти в 2-4 раза. На самом деле эти данные говорят о том, что методологическая почва, из которой они выросли, не имеет никакого отношения к реальности. Внешняя стоимость технологии – это экономически доступные издержки технологии на уменьшение ущерба от нее.

Пусть X – удельная количественная физическая характеристика фактора ущерба от данной технологии (например, X кг/(кВт·ч)), и органы управления приняли решение об уменьшении этого фактора на ΔX . И пусть это уменьшение может быть достигнуто за счёт различных вариантов (i) увеличения издержек (например, Δc_i долл./кВт·ч). Отношение дополнительных издержек (Δc_i) к уменьшению количества фактора ущерба (ΔX) можно интерпретировать как удельную “стоимость” фактора ущерба ($\Delta c_i / \Delta X$ долл./кг).

В случае усовершенствования данной технологии дополнительные издержки направлены на её сохранение. При замещении же “ущербной” технологии на другую дополнительные издержки носят характер налога, направленного на развитие технологии, ее замещающей и дающей тот же потребительский эффект. Очевидно, что из всех возможных вариантов следует выбрать вариант с наименьшими дополнительными издержками.

Стоимостные оценки риска, нормируемого и компенсируемого, должны, очевидно, начинаться с оценок риска в физических единицах, которые можно связать с натуральными показателями ущерба человеку и окружающей среде.

10.2. Сравнение натуральных показателей внешних стоимостей топливных циклов

В качестве примера физических оценок нормируемого риска рассмотрим радиационный риск от различных топливных циклов, связанных с производством электроэнергии. В табл. 10.1 и 10.2 представлены ожидаемые коллективные эффективные дозы, получаемые населением при различных способах производства электроэнергии [64].

Таблица 10.1. Ожидаемая коллективная эффективная доза, получаемая населением при различных способах производства электроэнергии

Тип электростанции	Ожидаемая коллективная эффективная доза за год работы, чел.-Зв	Ожидаемая нормированная коллективная эффективная доза, чел.-Зв/(ГВт·год)
На угле	2000	4
На нефти	100	0,5
На природном газе	3	0,03
Геотермальная	3	2
На торфе	—	2

По оценкам [65], общий вклад в ожидаемую коллективную эффективную дозу от различных этапов ядерного топливного цикла составил 4 чел.-Зв/(ГВт·год). Приведенные данные показывают, что при нормальной эксплуатации ядерная энергетика в радиационном плане не более опасна, чем угольная.

В табл.10.3-10.5 приведены некоторые обобщенные данные исследований [66, 67] удельных выбросов различных веществ для ряда энерготехнологий.

Таблица 10.2. Нормированные дозы от выбросов радионуклидов предприятиями ядерного топливного цикла

Этапы и основные радионуклиды	Ожидаемая нормированная коллективная эффективная доза, чел.-Зв/(ГВт·год)
Добыча:	
• радон	0,3
Переработка:	
• уран, торий, радий	0,02
• радон	0,02
Хвосты шахт и заводов (выбросы в течение 5 лет):	
• радон	0,1
Производство топлива:	
• уран	0,003
Эксплуатация реактора:	
Атмосфера:	
• благородные газы	0,2
• активированные газы	0,039
• тритий	0,53
• ^{14}C	1,6
• йод	0,003
• аэрозоли	0,08

Продолжение табл. 10.2

Этапы и основные радионуклиды	Ожидаемая нормированная коллективная эффективная доза, чел.-Зв/(ГВт-год)
Гидросфера:	
• тритий	0,03
• другие радионуклиды (Cs, Ru, Co)	0,013
Регенерация:	
Атмосфера:	
• тритий	0,007
• ⁸⁵ Kr	0,005
• ¹⁴ C	0,04
• ¹³⁷ Cs	0,01
• ¹²⁹ I	0,01
• α - излучатели	0,001
Морская среда:	
• ¹³⁴ , ¹³⁷ Cs	0,8
• ¹⁰⁶ Ru	0,4
• ⁹⁰ Sr	0,03
• α - излучатели	0,005
Транспортировка	0,1
Полное облучение (округлено)	4

Таблица 10.3. Атмосферные выбросы от различных топливных циклов, включая стадию производства электроэнергии, г/(кВт-ч) (эл.)

Топливный цикл	Вид выброса					
	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	CO ₂	Твердые частицы
Уголь	12,5	3,0	0,24	0,05	1100	0,90
Нефть	8,3	4,5	0,61	1,25	640	0,86
Газ	13,7	3,4	0,06	0,01	530	0,14
ЯЭ	1,5	0,4	0,01	0,005	8,0	0,4

Таблица 10.4. Относительные атмосферные выбросы от различных топливных циклов*

Топливный цикл	Вид выброса					
	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	CO ₂	Твердые частицы
Уголь	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Нефть	0,67	1,5	2,8	26,0	0,58	0,95
Газ	1,10	1,10	0,38	0,20	0,48	0,16
ЯЭ	0,12	0,13	0,04	0,09	0,007	0,4

* За единицу приняты выбросы угольного топливного цикла.

Таблица 10.5. Относительные атмосферные выбросы от различных топливных циклов на стадии производства электроэнергии*

Топливный цикл	Вид выброса					
	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	CO ₂	Твердые частицы
Уголь	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Нефть	0,34	0,95	0,35	1,17	0,75	0,15
Газ	—	0,83	0,30	0,09	0,50	0,14
ЯЭ	—	—	—	—	—	—

* За единицу приняты выбросы угольных ТЭС.

В качестве примера оценок компенсируемого риска рассмотрим смертельный риск и риск тяжелых последствий для здоровья от различных топливных циклов, связанных с производством электроэнергии.

В угольном топливном цикле для обслуживающего персонала количество смертельных случаев составляет 7 смертей/(ГВт(эл.)·год), из них примерно половина приходится на добычу угля и половина - на транспортировку, очень незначительная часть - непосредственно на выработку электроэнергии. Для населения - 18,4 смерти/(ГВт(эл.)·год), из них около 3 смерти/(ГВт(эл.)·год) - на транспортировку, все остальные - на выработку электроэнергии.

В ядерном топливном цикле количество смертей составляет 0,92 смерти/(ГВт(эл.)·год) для обслуживающего персонала; из них примерно 2/3 смертей связаны с добычей руды, остальная часть - с транспортировкой. Для населения количество смертей от ядерного топливного цикла составляет 0,18 смерти/(ГВт(эл.)·год).

Та же тенденция сохраняется для тяжелых последствий, связанных с суммарным воздействием на здоровье угольного и ядерного топливных циклов.

В угольном топливном цикле для обслуживающего персонала количество тяжелых последствий для здоровья составляет 241 случай/(ГВт(эл.)·год), из них примерно восьмая часть связана с транспортировкой, небольшая часть - с переработкой угля и выработкой электроэнергии, все остальное - с добычей, для населения - 98 случаев/(ГВт(эл.)·год), из них примерно четвертая часть связана с транспортировкой, остальное - с выработкой электроэнергии. В ядерном топливном цикле количество тяжелых последствий составляет 21,3 случая/(ГВт(эл.)·год) для обслуживающего персонала, из них незначительная часть связана с транспортировкой, а большая часть - с добычей руды. Для населения количество тяжелых последствий от ядерного топливного цикла составляет 0,03 случая/(ГВт(эл.)·год).

Из приведенных примеров видно, что количество смертей и тяжелых последствий обуславливает неоспоримые преимущества ядерной энергетики перед угольной. Если рассматривать весь угольный топливный цикл так же, как мы рассматриваем весь ядерный топливный цикл, а не только станции, то преимущества ядерной энергетики выглядят очевидными.

Рассмотрим теперь количество смертельных случаев, связанных с авариями на различных опасных производствах (табл. 10.6) [68].

Таблица 10.6. Происшествия за последние годы, нуждающиеся в определении последствий и снижении их влияния на окружающую среду, здоровье и уровень безопасности

Место	Год	Описание	Количество смертельных случаев
Фликсборо (Англия)	1974	Циклогексан, выпущенный в процессе подачи	28 ¹
Часнала (Индия)	1975	Взрыв на шахте	431
Севесо (Италия)	1976	Утечка диоксина	0 ²
Сан-Карлос (Испания)	1978	Воспламенение пропилена	200
Новосибирск (СССР)	1979	Авария на военном заводе по производству биологического и химического оружия	20 ³
Бхопал (Индия)	1984	Утечка метилизоцианида	2500 ⁴
Чернобыль (СССР)	1986	Авария на ядерном реакторе	28 ⁵

¹ 3000 эвакуированных.

² 700 эвакуированных, тысячи животных погибли, 200 случаев кожных заболеваний.

³ 31 тыс. эвакуированных, 4258 раненых.

⁴ 100 тыс. эвакуированных, 50 тыс. в тяжелом состоянии.

⁵ Ожидаемые латентные случаи приведут к более чем 200 случаям раковых заболеваний.

Эти данные показывают, что даже такие серьезные аварии, как авария на Чернобыльской атомной станции, не несут с собой большей опасности, чем аварии на других потенциально опасных промышленных объектах.

По данным американских исследователей, вероятность сокращения жизни от воздействия ядерной энергетики, по сравнению с другими источниками рисков, стоит на двадцатом месте. На первых местах (в порядке убывания) по количеству случаев с летальными исходами стоят: курение, употребление спиртных напитков, автомобили, ручное огнестрельное оружие, электричество, мотоциклы, плавание, хирургическое вмешательство, рентгеновское облучение, железные дороги, авиация общего назначения и др.

10.3. Выводы

■ Существуют две области риска: область нормируемого риска, в которой ущерб связан с нормальной эксплуатацией объекта и будет входить в издержки производства как "внешняя стоимость"; область компенсируемого риска, в которой ущерб возникает только в аварийных ситуациях и должен компенсироваться из специального фонда, как страховка.

■ Стоимостные оценки риска - нормируемого и компенсируемого - должны основываться на оценках риска в физических единицах, которые можно связать с натуральными показателями ущерба человеку и окружающей среде.

■ Издержки за компенсируемый риск - это расходы за ущерб в прошлом, а издержки за нормируемый риск - это расходы за уменьшение ущерба в будущем.

■ Уменьшение вредного техногенного воздействия можно достичь тремя способами:

- совершенствованием "ущербной" технологии,
- дополнением "ущербной" технологии другими, компенсирующими ее ущерб,
- замещением "ущербной" технологии другой технологией.

Издержки "ущербной" технологии, связанные с нормируемым риском, будут определяться темпами ее совершенствования, дополнения или замещения. В свою очередь эти темпы, а следовательно, и обеспечивающие их расходы, зависят в одинаковой степени и от экономической способности технологии взять на себя дополнительные издержки, и от наших планов по уменьшению ущерба от нее.

Внешняя стоимость технологии – это экономически доступные издержки технологии на уменьшение ущерба от нее.

Выводы. Воздействие на окружающую среду и конкурентоспособность

1. Энергетика на органическом топливе эффективна только в случае открытого топливного цикла, когда основная часть продуктов сжигания выбрасывается в окружающую среду, и сама природа утилизирует ее отходы.

2. При современных требованиях все большая часть капиталовложений в энерготехнологию связана с обеспечением ее безопасности.

3. При финансировании электроэнергетики за счет ее собственных средств капитальная составляющая (долл./кВт.ч) определяется следующим выражением:

$$c_{\text{воспр}} = \{S^{(y\delta)}_{\text{эс}} r / [(1+r)^{T_{\text{вк}}} - 1]\} / 8760 \cdot \text{КИУМ}_{\text{эс}} \cdot (1 - \kappa_{\text{нал}}^{(np)}),$$

где $S^{(y\delta)}_{\text{эс}}$ – удельная стоимость установленного киловатта электростанции, долл./кВт; $\text{КИУМ}_{\text{эс}}$ – коэффициент использования установленной мощности электростанции; r – реальная рыночная ставка процента; $T_{\text{вк}} = \delta_{\text{эс}}^{-1}$; $\delta_{\text{эс}}$ – темп ввода новых мощностей, или темп роста электроэнергетики, год⁻¹; $\kappa_{\text{нал}}^{(np)} = 0,35$ – налог на прибыль.

4. Для современных угольных ТЭС $S^{(y\delta)}_{\text{тэс}} = 1000-2000$ долл./кВт. Принимая $\text{КИУМ}_{\text{тэс}} = 0,80$ и $r = 0,1$, для $\delta_{\text{эс}} = 0,05$ год⁻¹ получим

$$c_{\text{воспр}} \approx (0,4-0,8) \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

5. Для современных газовых ТЭС $S^{(y\delta)}_{\text{тэс}} = 500-900$ долл./кВт. Принимая $\text{КИУМ}_{\text{тэс}} = 0,80$ и $r = 0,1$, для $\delta_{\text{эс}} = 0,05$ год⁻¹ получим

$$c_{\text{воспр}} \approx (0,2-0,34) \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

6. Для современных АЭС $S^{(y\delta)}_{\text{тэс}} = 1000-2000$ долл./кВт. Принимая $\text{КИУМ}_{\text{тэс}} = 0,80$ и $r = 0,1$, для $\delta_{\text{эс}} = 0,05$ год⁻¹ получим

$$c_{\text{воспр}} = (0,4-0,8) \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

7. При финансировании электроэнергетики за счёт заёмных средств капитальная составляющая, долл./кВт.ч, определяется следующим выражением:

$$c_{\text{воспр}} = \{S^{(y\delta)}_{\text{эс}} (1+r)^{T_{\text{стр}}} r / [(1+r)^{T_{\text{вк}}} - 1]\} / 8760 \cdot \text{КИУМ}_{\text{эс}} (1 - \kappa_{\text{нал}}^{(np)}),$$

где $T_{\text{стр}}$ – срок сооружения электростанции, лет.

8. Для современных угольных ТЭС $T_{\text{стр}} = 4$. Принимая $r = 0,1$, получим для $\delta_{\text{эс}} = 0,05$ год⁻¹

$$c_{\text{воспр}} \approx (0,6-1,2) \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

9. Для современных газовых ТЭС $T_{\text{стр}} = 2$. Принимая $r = 0,1$, получим для $\delta_{\text{эс}} = 0,05$ год⁻¹.

$$c_{\text{воспр}} \approx (0,25-0,42) \text{ цент}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

10. Для современных АЭС $T_{cnp} = 4$. Принимая $r = 0,1$ получим для $\delta_{xc} = 0,05 \text{ год}^{-1}$

$$c_{воcnp} \approx (0,6-1,2) \text{ цент}/(\kappa \text{Вт}\cdot\text{ч}).$$

11. Безопасность современной ядерной энергетики является приемлемой для существующих масштабов её использования при условии постепенного замещения действующих энергоблоков на реакторы нового поколения. Но достигнутый “предельный” уровень безопасности недостаточен для крупномасштабной энерготехнологии.

12. Безопасность топливного цикла современной ядерной энергетики является приемлемой для существующих масштабов её использования при условии наличия эффективного международного механизма, препятствующего переключению энергетического плутония на военные цели, но не удовлетворяет требованиям, предъявляемым к крупномасштабной энерготехнологии.

13. Современные ядерные энерготехнологии – это технологии для политически стабильных регионов.

14. При практически одинаковом вкладе в производство электроэнергии в России угольных ТЭС и АЭС географическое загрязнение ядерной энергетики (площадь нарушенных земель) почти в 20 раз меньше.

15. Ядерная энергетика России при всей малости ее вклада в общее энергопроизводство дает следующее сокращение вредных выбросов в атмосферу (если предположить, что этот малый вклад был бы заменен ТЭС на угле), млн т: CO_2 - 111,1; SO_2 - 2,4; NO_x - 1,2; зола - 24,6.

16. При сжигании органических энергоносителей в трубу ТЭС выбрасываются естественные радионуклиды, находящиеся в топливе с активностью, значительно большей, чем активность нуклидов, выбрасываемых в трубу АЭС. Оценки показывают, что даже для населения России, проживающего вблизи АЭС, дозовые нагрузки за 1998 календарный год не превышают 0,25 мкЗв (при допустимой санитарными нормативами дозе 250 мкЗв/год). Канцерогенный риск для этой группы населения составляет $\approx 10^{-8}$, и по этому экологическому параметру АЭС значительно превосходит ТЭС на угле.

17. Высокая удельная энергоемкость ядерного топлива значительно снижает расходы на перевозки топлива и образующихся отходов, специфика реакции деления не требует кислорода, использование ядерного топлива сберегает ограниченные запасы органического топлива, что ведет в конечном счете к сохранению природных богатств России.

18. Утилизационная безопасность современной ядерной энергетики находится на низком уровне, так как даже при реализации открытого топливного цикла с захоронением облученного ядерного топлива могут возникнуть серьезные экологические проблемы, связанные с непредсказуемостью состояния долгоживущих ВАО через большие промежутки времени.

19. Попытки создания крупномасштабной гидроэнергетики приведут к существенным изменениям биосистем и повлекут за собой региональные и глобальные нарушения природных циклов.

20. Искусственное высвобождение геотермальной энергии в больших масштабах опасно для окружающей среды.

21. Необходимость отчуждения больших земельных территорий вследствие малых плотностей потоков солнечной энергии при масштабном использовании солнечных электростанций может вырасти в большую проблему.

22. Использование альтернативных энерготехнологий эффективно только в диапазоне мощности установок от 1 кВт до 1 МВт. Создание более мощных установок такого типа затруднено в связи с малой концентрацией мощности самих источников энергии. В результате доля таких установок может составлять не более нескольких процентов от общего производства энергии.

23. Существуют две области риска: область нормируемого риска, в которой ущерб связан с нормальной эксплуатацией объекта и будет входить в издержки производства как “внешняя стоимость”, и область компенсируемого риска, в которой ущерб возникает только в аварийных ситуациях и должен компенсироваться из специального фонда как страховка.

24. Издержки за компенсируемый риск – это расходы за ущерб в прошлом, а издержки за нормируемый риск – это расходы за уменьшение ущерба в будущем.

25. Внешняя стоимость технологии – это экономически доступные издержки технологии на уменьшение ущерба от нее.



ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА ЕСТЕСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ



ГЛАВА 11

Эволюция реакторных технологий

26 апреля 1986 г. на 4-м энергоблоке Чернобыльской АЭС произошла авария, переросшая в крупномасштабную катастрофу. На базе исследований причин и обстоятельств этой аварии, обсуждения их результатов на различных, в том числе международных совещаниях сделаны следующие основные выводы:

- авария произошла в результате наложения следующих факторов: физических особенностей реактора РБМК, особенностей конструкции органов регулирования, ошибок персонала, выведшего реактор в нерегламентное состояние;
- появление новых современных программ, использование мощных средств вычислительной техники и экспериментальное изучение обезвреживания активной зоны реактора РБМК позволили уточнить основные физические параметры реактора и выработать новые требования к системам его безопасности;
- изменение физических характеристик в результате применения дополнительных поглотителей, переход на уран-эрибиевое топливо с обогащением 2,4 %, внедрение быстрой аварийной защиты, переработка эксплуатационной документации и повышение квалификации персонала, ужесточение требований технологического регламента существенно повышают безопасность реакторов РБМК и предотвращают в будущем возможность аварии, подобной чернобыльской.

Обеспечение безопасности действующих АЭС - центральная задача ядерной энергетики. Работающие блоки введены в эксплуатацию в основном в 1971-1993 гг. (2001 г. - 1-й энергоблок Ростовской АЭС). Энергоблоки одной мощности, построенные в разное время, сооружались по разным проектам и в различной степени удовлетворяют современным правилам и нормам безопасности. По этому принципу действующие энергоблоки можно разделить на два поколения:

- **энергоблоки первого поколения** - 12 энергоблоков суммарной мощностью 5762 МВт (3-й и 4-й энергоблоки Нововоронежской, 1-й и 2-й энергоблоки Кольской, 1-й и 2-й энергоблоки Ленинградской, 1-й и 2-й энергоблоки Курской АЭС, 4 энергоблока Билибинской АТЭЦ). Все эти энергоблоки разработаны и построены до выхода основных нормативных документов по безопасности ядерной энергетики;
- **энергоблоки второго поколения** - 18 энергоблоков суммарной мощностью 16480 МВт (1-й, 2-й, 3-й и 4-й энергоблоки Балаковской, 1-й и 2-й энергоблоки Калининской, 3-й и 4-й энергоблоки Кольской, 3-й и 4-й энергоблоки Курской, 3-й и 4-й энергоблоки Ленинградской, 5-й энергоблок Нововоронежской, 1-й, 2-й и 3-й энергоблоки Смоленской, 3-й энергоблок Белоярской АЭС) спроектированы и построены в соответствии с нормативными документами, отражающими подходы ОПБ-73, ОПБ-82, ПБЯ-04-74, а 4-й энергоблок Балаковской АЭС и 1-й энергоблок Ростовской АЭС мощностью 1000 МВт модифицированы с учетом требований ОПБ-88.

В качестве перспективных реакторов третьего поколения рассматриваются ВВЭР-1000 (В-392); ВВЭР-640; БН-800; ВВЭР-1500; ГТ-МГР; КЛТ-40; ВК-300; другие проекты станций малой мощности.

11.1. Первое поколение ЯЭУ

В 1954 г. в Обнинске была пущена первая в мире атомная электростанция с уран-графитовым реактором электрической мощностью 5 МВт. Первые годы эксплуатации этой станции позволили провести исследования, необходимые для проектирования и сооружения промышленной Белоярской АЭС.

В 1958 г. на Урале развернулось строительство Белоярской АЭС, которая 26 апреля 1964 г. выдала первый ток в Свердловскую энергосистему. Реактор 1-го энергоблока Белоярской АЭС - это водографитовый реактор канального типа с перегревом пара в активной зоне (ядерный перегрев) и электрической мощностью 100 МВт. Ядерный перегрев пара до температуры 510-520°C позволил использовать турбины, обычные для традиционной энергетики, но сильно усложнил конструкции технологических каналов. Конструктивная особенность этого реактора состоит в том, что он фактически бескорпусной. Возможность строительства АЭС с реакторами такого типа позволяла отказаться от крупногабаритных стальных корпусов.

Первый энергоблок достиг проектной мощности, но из-за небольшой ее величины, а также сложности и высокой стоимости технологических каналов, в которых использование температуростойких материалов с плохими нейтронно-физическими характеристиками привело к снижению эффективности использования топлива, стоимость электроэнергии оказалась выше, чем на тепловых электростанциях Урала. Второй блок Белоярской АЭС был конструктивно проще - без испарителя и подогревателя первой и второй ступеней.

Основной недостаток этих реакторов - разветвленность и сравнительная громоздкость контура циркуляции, а также повышенная металлоемкость. Оба энергоблока в настоящее время остановлены.

Успешный опыт эксплуатации реакторов, работающих по одноконтурной схеме с кипящей водой в качестве теплоносителя, и отказ от стремления добиться высокого термического КПД в пользу улучшенного топливного цикла привели к созданию одноконтурного уран-графитового кипящего реактора большой мощности - РБМК. В декабре 1973 г. был осуществлен энергетический пуск 1-го энергоблока с РБМК-1000, а в 1975 г. - 2-го энергоблока на Ленинградской АЭС. В каждый энергетический блок входят реактор РБМК-1000 с контуром циркуляции и вспомогательными системами, паровой и конденсатно-питательные тракты и два турбогенератора К-500-65 мощностью по 500 МВт. Тепловая мощность одного энергоблока 3200 МВт, электрическая - 1000 МВт. Предусмотрен отбор тепла в количестве 70 Гкал для теплоснабжения. В качестве топлива используется обогащенный до 2,4 % диоксид урана с эрбиевыми выгорающими поглотителями. В реакторе РБМК-1000 использовано основное преимущество канальных реакторов - возможность перегрузки топлива во время работы реактора.

Кроме Ленинградской АЭС, реакторы РБМК-1000 первого поколения были сооружены в России на Курской АЭС (2 энергоблока - в 1976 и 1979 гг.).

Особое место среди одноконтурных атомных станций с канальными реакторами первого поколения занимает Билибинская АЭС, а точнее, атомная теплоэлектроцентраль (АТЭЦ), которая была построена в Магаданской области для обеспечения энергией местного горно-промышленного района и теплом - жилых домов пос. Билибино. Первый энергоблок с реактором ЭПП-6 электрической мощностью 12 МВт пущен в январе 1974 г., а последний (четвертый) - в 1976 г. Эта АЭС спроектирована по блочному принципу. Все четыре реактора расположены

в одном реакторном отделении. Уран-графитовые реакторы - канального типа с трубчатыми твэлами, такими же, как на первой в мире АЭС и Белоярской АЭС. На реакторе ЭГП-6 для отвода тепла используется естественная циркуляция, что повышает надежность работы реактора, упрощает его эксплуатацию, сокращает затраты на оборудование и расходы на собственные нужды АЭС. Несмотря на сравнительно высокую себестоимость электроэнергии из-за малой мощности АЭС, она, тем не менее, оказалась дешевле электроэнергии, получаемой от местных электростанций, работающих на дизельном топливе: слишком дорог подвоз жидкого топлива.

Одновременно с одноконтурными АЭС с уран-графитовыми реакторами в СССР в качестве основных разрабатывались двухконтурные станции с водо-водяными реакторами.

30 сентября 1964 г. был осуществлен энергетический пуск 1-го энергоблока Нововоронежской АЭС, электрической мощностью 210 МВт. Здесь использовался водо-водяной реактор, который размещался в цилиндрическом стальном корпусе высотой 11,2 м, диаметром 3,8 м и толщиной стенок 10 см. При ежегодной перегрузке топлива обновляется треть активной зоны реактора. Благодаря эффекту саморегулирования реактор устойчив и легко управляем.

30 декабря 1969 г. был осуществлен энергетический пуск 2-го энергоблока Нововоронежской АЭС, который при проектной электрической мощности 365 МВт имел те же размеры активной зоны и практически те же размеры корпуса, что и 1-й энергоблок. Это было достигнуто в результате модернизации тепловой схемы, применения твэлов $\varnothing 9,1$ мм (вместо $\varnothing 10,2$ мм в 1-м энергоблоке), выравнивания поля энерговыделения активной зоны, увеличения подогрева теплоносителя в активной зоне, использования повышенных средних тепловых нагрузок твэлов и соответствующего увеличения расхода воды через реактор для снятия тепла и форсирования режимов работы оборудования. Все это стало возможным благодаря опыту работы 1-го энергоблока. Сегодня эти энергоблоки Нововоронежской АЭС остановлены.

27 декабря 1971 г. пущен 3-й, а 28 декабря 1972 г. - 4-й энергоблоки с реакторами ВВЭР-440, так что к концу I кв. 1973 г. общая установленная мощность Нововоронежской АЭС достигла 1455 МВт, и она стала на тот момент крупнейшей АЭС не только в СССР, но и в Европе. Работа четырех энергоблоков Нововоронежской АЭС показала, что АЭС в Советском Союзе конкурентоспособны с электростанциями, работающими на твердом органическом топливе.

В Советском Союзе реакторы ВВЭР-440 стали серийными и были использованы на Кольской АЭС (четыре энергоблока), Ровенской АЭС (два энергоблока) и Армянской АЭС (два энергоблока).

Водо-водяные реакторы под давлением (ВВЭР) и уран-графитовые канального типа (РБМК) являются тепловыми реакторами, т.е. реакторами, где практически вся энергия вырабатывается за счет деления ядер ^{235}U тепловыми нейтронами. В 1 т природного урана содержится всего ~ 7 кг ^{235}U . Таким образом, тепловые реакторы на ^{235}U используют менее 1 % природного урана. При этом потенциальные ресурсы приемлемого для них дешевого урана (по современным данным масштаба 10 млн т из 10^{14} т в земной коре) меньше ресурсов нефти и газа и много меньше - ресурсов угля. Поэтому тепловые реакторы на ^{235}U могут давать вклад в мировую и отечественную энергетику лишь ограниченное время.

Считалось, что по мере накопления тепловыми реакторами плутония для запуска и освоения быстрых реакторов может развиваться ядерная энергетика большого масштаба, постепенно замещающая АЭС на тепловых нейтронах, не имеющая в

дальнейшем ограничений со стороны ресурсов дешевого топлива, так как для реакторов с коэффициентом воспроизводства $K_{\infty} \geq 1$, полностью использующих природный уран или торий, приемлемы бедные месторождения последних.

В 1968 г. в Димитровграде закончилось строительство реактора на быстрых нейтронах БОР-60 тепловой мощностью 60 МВт. По существу, это экспериментальная АЭС мощностью 12 МВт. Схема установки БОР-60 трехконтурная: два контура с натриевым теплоносителем, третий - пароводяной. Этот реактор обеспечил проведение комплекса исследований по проекту АЭС с быстрым реактором БН-350.

В 1972 г. в г. Шевченко (ныне - г. Актау), на восточном побережье Каспийского моря, было закончено сооружение опытно-промышленной АЭС с реактором БН-350 на быстрых нейтронах для опреснения морской воды и выработки электроэнергии. Отвод тепла от реактора осуществлялся по трехконтурной схеме: жидким натрием - в первом и втором контурах, водой и паром - в третьем. Натрий первого контура охлаждался в промежуточных теплообменниках натрием второго контура. Активная зона по торцам и периметру окружена экраном - зоной воспроизводства из окиси обедненного урана для наработки плутония.

Энергоблоки первого поколения по ряду показателей не соответствуют современным отечественным и зарубежным требованиям.

11.2. Второе поколение ЯЭУ

В 1979 г. был осуществлен энергетический пуск 3-го энергоблока с РБМК-1000 на Ленинградской АЭС, 4-й энергоблок с тем же типом реактора был пущен в 1981 г. Кроме Ленинградской АЭС, реакторы РБМК-1000 второго поколения были сооружены в России на Курской АЭС (3-й энергоблок в 1983 г., 4-й - в 1985 г.) и на Смоленской АЭС (три энергоблока - в 1982, 1985, 1990 гг.).

Реакторы второго поколения ВВЭР-440 стали серийными и были использованы при строительстве Кольской АЭС (3-й и 4-й энергоблоки).

На основе длительного опыта эксплуатации таких опытно-промышленных реакторов, как ВВЭР-210, ВВЭР-365 и серийных реакторов средней мощности ВВЭР-440, был создан серийный реактор большой мощности ВВЭР-1000. Впервые такой реактор был сооружен в 1980 г. на Нововоронежской АЭС (5-й энергоблок). Позже такие реакторы были построены в России на Калининской (два энергоблока - 1984, 1986 гг.) и Балаковской АЭС (четыре энергоблока: 1985, 1987, 1988, 1993 гг.).

Реакторы второго поколения ВВЭР-440 (В-213) и ВВЭР-1000 стали серийными и были использованы при строительстве Кольской АЭС (3-й и 4-й энергоблоки) и АЭС в Украине, Болгарии, Чехословакии, Венгрии, Финляндии (ВВЭР-440), Балаковской АЭС и АЭС в Украине, Болгарии (ВВЭР-1000).

В апреле 1980 г. осуществлен энергетический пуск 3-го энергоблока Белоярской АЭС с реактором на быстрых нейтронах БН-600 электрической мощностью 600 МВт. В отличие от петлевого реактора БН-350 реактор БН-600 был выполнен в интегральном (баковом) исполнении. В реакторе БН-600, кроме тепловой и электрической мощности, были увеличены глубина выгорания топлива (10 % вместо 5 % в БН-350), продолжительность работы между остановками на перегрузку ТВЭЛов (150 сут вместо 50), повышена температура натрия на выходе из реактора. Все это позволило поднять температуру до 510°C (вместо 440°C) и давление пара перед турбиной 14 МПа (вместо 5 МПа) и использовать стандартные турбины. Корпус реактора имеет диаметр 12,8 м и высоту 12,5 м. Удельные капитальные затраты на

энергоблок с реактором БН-600 оказались выше затрат на 5-й энергоблок Нововоронежской АЭС с ВВЭР-1000 в 1,6 раза.

Энергоблоки второго поколения в основном соответствуют требованиям безопасности, существовавшим в 80-е годы. Однако для приближения ряда энергоблоков к уровню безопасности, регламентируемому ОПБ-88, требуется проведение реконструкции.

11.3. Третье поколение ЯЭУ

Современные разработки реакторов охватывают широкий диапазон совершенно различных подходов к выбору конструкции и мощности установок. Основные усилия при всех подходах направлены на дальнейшее ужесточение показателей по предотвращению аварий и удержанию продуктов деления в случае, если авария все же произошла.

Новые концепции реакторов могут быть разделены в основном на три категории [69]:

1. Конструкции с почти исключительным использованием механизмов пассивной (или внутренне присущей) безопасности для исключения возможности разрушения активной зоны. Их часто называют инновационными, или революционными. Для большинства из них до промышленного использования требуется создание прототипа.

2. Реакторы средней мощности, сочетающие апробированные технологии с новыми средствами пассивной безопасности для предотвращения повреждения топлива в случае аварии. Эти реакторы часто называют пассивными. Удельные затраты для реакторов этой категории обычно больше, чем для легководных реакторов (ЛВР) большой мощности, но гораздо меньше, чем для инновационных реакторов малой мощности. Для некоторых из них может потребоваться строительство прототипа.

3. Конструкции, представляющие собой эволюционное развитие используемых в настоящее время реакторных установок большой мощности с учетом результатов исследований безопасности и опыта эксплуатации действующих станций. Реакторы этой категории называют эволюционными, но некоторые из них включают инновационные (пассивные) средства. Наиболее важным из этих средств является защитная оболочка новой конструкции, позволяющая ослабить последствия тяжелой аварии с повреждением активной зоны. Для этих реакторов не требуется строительство прототипов, некоторые из них уже готовы для промышленного внедрения.

Выбор проектов реакторных установок для строительства АЭС следующего поколения, которое начинается уже сейчас, показывает, что во всем мире предпочтение пока отдается эволюционному направлению развития реакторной техники с учетом требований эксплуатирующих организаций. Для новых проектов проводится более глубокий анализ аварий, в том числе тяжелых, с применением методов вероятностной оценки. Выход проектов ряда стран на международный рынок и создание совместных проектов потребовали международного согласования критериев проектирования и требований по безопасности, что с успехом продемонстрировано Францией и Германией (проект реактора EPR), США и Японией (усовершенствованные реакторы ABWR и APWR), США и Кореей (проект стандартизированной АЭС System 80+).

Ключевым вопросом в этих проектах является повышение безопасности АЭС, которое заключается в усовершенствовании систем безопасности, предусмотренных для ослабления традиционных проектных аварий, а также совершенствования методов предотвращения и ослабления запроектных, или тяжелых аварий. Общим является

желание снизить последствия за пределами площадки и соответствующие требования по противоаварийному планированию (в частности необходимость эвакуации). Можно выделить общие мероприятия по повышению безопасности:

- существенное упрощение систем, например путем освобождения систем безопасности от выполнения функций, не связанных с обеспечением безопасности, и сокращения числа элементов оборудования;
- стандартность конструкции систем безопасности разных поставщиков;
- снижение вероятности аварий с повреждением активной зоны до 10^{-5} 1/реакторо-лет по сравнению с типичным значением 10^{-4} 1/реакторо-лет для современных станций;
- вероятность больших выбросов радиоактивности с АЭС не должна превышать 10^{-6} 1/реакторо-лет при дозе на границе санитарно-защитной зоны менее 0,01 Зв за 24 ч.

11.3.1. Реакторы корпусного типа

Наиболее важные направления развития ЛВР (типа PWR и BWR) большой и средней мощности представлены в табл.11.1.

Таблица 11.1. Направления развития ЛВР

Проект	Тип реактора	Установленная мощность, МВт(эл.)	Фирма-разработчик	Состояние
Sizewell B	PWR	1250	Westinghouse	Блок пущен 31.01.1995 г.
N 4	PWR	1470	Framatome	Пущен головной блок на АЭС "Шуз-В" 25.07.1996 г.
EPR	PWR	1500	Framatome-NPI-Siemens	Техническое проектирование
System 80+	PWR	1350	ABB-CE	Лицензирован (1994 г.), развитие System 80
APWR	PWR	1350	Westinghouse, Mitsubishi	На стадии сооружения два блока АЭС "Цуруга-3 и -4"
AP-600	PWR	630	Westinghouse	На стадии лицензирования
ВВЭР-1000	PWR	1000	ОКБ "Гидропресс"	Лицензирован НВАЭС-2
ВВЭР-640	PWR	640	ОКБ "Гидропресс"	Лицензирован для Сосновоборской АЭС и Ко АЭС-2
ВПБЭР-600	PWR	640	ОКБ машиностроения (ОКБМ)	Разработан на стадии технического проекта
ВВЭР-1500	PWR	1500	ОКБ "Гидропресс"	В разработке
BWR-90	BWR	1235 (1425)	ABB Atom	В разработке, развитие проекта BWR-75
ABWR	BWR	1356	General Electric	Блок АЭС "Касивадзаки-Карива-6" пущен 29.01.1996 г., 7-й блок пущен 17.12.1996 г.
SBWR	BWR	670	General Electric	В разработке

Реакторы PWR. В табл.11.2 приведено сравнение проектных характеристик усовершенствованных ЛВР типа PWR.

Первый реактор PWR в Великобритании АЭС "Сайзуэлл-В", который может быть по своим показателям отнесен к третьему поколению, достиг критичности 31.01.1995 г. и полной мощности - к концу февраля 1995 г. [70].

25 июля 1996 г. достиг критичности головной блок серии N4 на АЭС "Шуз-В" (Франция) [71, 72], который представляет собой эволюционное развитие предшествующей серии P4 при повышении экономической эффективности без

радикальных изменений концепции, но при кардинальной компьютеризации системы контроля и управления и блочного щита управления.

Проект EPR. При разработке перспективного ядерного реактора в 1989 г. фирмы Framatome (Франция) и Siemens AG (Германия) образовали совместную дочернюю фирму NPI для сотрудничества сначала в области лицензирования АЭС, а в дальнейшем для разработки совместного проекта ядерного реактора. Успех в создании реактора EPR зависит не только от выработки фирмами общих требований, но также от согласования стандартов, правил и инструкций по безопасности. Для достижения необходимого уровня согласования был выработан ряд общих правил по безопасности, которые будут введены в лицензирование или в процесс выдачи сертификатов на проект [73].

В целях максимального снижения вероятности выхода радиоактивности в окружающую среду для реакторов будущего поколения предусматриваются меры не только по предотвращению тяжелых аварий, но и по ослаблению их последствий. В первую очередь они касаются конструкции защитной оболочки, для оценки целостности которой для проекта EPR были проведены исследования следующих сценариев тяжелых аварий [74]:

- разрушение корпуса реактора при высоком давлении в первом контуре;
- воспламенение водорода внутри защитной оболочки;
- паровой взрыв внутри корпуса реактора с выделением большого количества энергии;
- выход расплавленной активной зоны из корпуса реактора (устройства охлаждения расплава).

В проекте реактора EPR [75]:

- сохранена и доработана концепция реактора повышенной мощности N4 (1400 МВт) с эволюционным совершенствованием основных компонентов оборудования;
- использованы четыре физически разделенных канала систем аварийного охлаждения активной зоны реактора и отвода остаточного тепла с питанием от отдельных дизель-генераторов;
- увеличены относительные объемы теплоносителя в компенсаторах давления и во втором контуре циркуляции, что повышает устойчивость реактора к переходным процессам и расширяет возможности операторов в нештатных ситуациях;
- разработана надежная малоинерционная система аварийного теплоотвода с конечным теплоприемником, снижающая вероятность разрушения активной зоны реактора при высоком давлении.

Проект System 80+, базирующийся на предшествующей разработке реактора PWR System 80 фирмы Combustion Engineering, начался в 1986 г. Лицензирование проекта завершено в июле 1994 г. При проектировании основное внимание уделено дальнейшему совершенствованию систем безопасности, сокращению затрат на топливный цикл.

Для снижения вероятности расплавления активной зоны повышена надежность аварийной системы охлаждения реактора. Эта система имеет четыре тракта подачи охлаждающей воды, включая прямое инжектирование воды в корпус реактора. При этом используется борированная вода из бассейна системы сбора и охлаждения обломков расплавленной активной зоны, расположенного в защитной оболочке реактора. Аварийная система питательной воды является резервным, пятым трактом.

Проект System 80+ предусматривает оснащение энергоблоков современными управляющими комплексами. Для АЭС с реактором PWR System 80+ разработана автоматизированная система управления Nuplex 80+, которая дает возможность

Таблица 11.2. Проектные характеристики усовершенствованных реакторов PWR

Показатель	"Сайзу-элл-В" (Westing-house)	N 4 (Framatome)	EPR (NPI)	System 80+ (ABB-CE)	APWR (Westing-house-Mitsubishi)	AP-600 (Westing-house)	ВВЭР-1000 (ОКБ "Гидропресс")	ВВЭР-640 (ОКБ "Гидропресс")	ВПБЭР-600 (ОКБМ)	ВВЭР-1500 (ОКБ "Гидропресс")
Установленная мощность, МВт:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
тепловая	3411	4270	4250	3914	3970	1810	3000	1800	1800	4250
электрическая (брутто)	1188	1470	1500	1350	1350	630	1000	640	630	1500
Проектный срок службы, лет	>40	—	60	60	60	60	40	50	60	60
Размеры корпуса реактора (высота/внутренний диаметр), м	13,5/4,4	13,6/4,5	10,3/4,85	14,6/4,6	16,2/5,1	12,0/4,5	11,2/4,15	11,2/4,15	20,1/5,4	12,5/4,96
Число ТВС	193	205	241	241	193	145	163	163	151	241
Число твэлов в ТВС	264	264	—	236	345	264	311	311	293	306
Вид топлива (обогащение, % ²³⁵ U)	UO ₂ (3,1)	UO ₂ (3,1)	UO ₂ (4,9)	UO ₂ (3,3; 2,8; 1,9)	UO ₂ (3,2)	UO ₂ (4-5)	UO ₂ (4,4)	UO ₂ (3,6)	UO ₂ (1-4)	UO ₂ (4,4)
Линейная мощность твэла (средняя), Вт/см	41,3	179	155	184(170)	—	125	167	107	108	127
Удельная энергонапряженность активной зоны, кВт/л	103,3	105,2	103	95,9	79	74	108	64,5	69,4	88
Глубина выгорания, МВт·сут/кг U	—	39	55-60	31,7	—	55-60	40-50	45	4749	45-55
Температура теплоносителя (на выходе), °C	323	329,6	326	324	329	324	321	322,7	325	326,7
Давление в корпусе реактора, МПа	15,5-15,8	15,5	15,5	15,8	15,7	15,0	15,7	15,7	15,7	15,7
Вероятность повреждения активной зоны, 1/реакторо-лет	<1,0·10 ⁻⁶	—	<10 ⁻⁶	2,8·10 ⁻⁶	1,5·10 ⁻⁶	1,2·10 ⁻⁶	10 ⁻⁶	10 ⁻⁶	<10 ⁻⁸	<10 ⁻⁶
Вероятность значительного выброса радиоактивности, 1/реакторо-лет	<1·10 ⁻⁶	—	<10 ⁻⁷	—	—	3·10 ⁻⁸	<10 ⁻⁷	10 ⁻⁷	<10 ⁻⁸	<10 ⁻⁷

решить проблему перехода к интегральному управлению АЭС. В системе Nuplex 80+ используется современная цифровая вычислительная техника с модернизированными устройствами ввода/вывода информации [75].

За счет упрощения проекта фирма АBB-СЕ предполагает уменьшить время строительства до 48 мес (от закладки бетона – до загрузки топлива).

Проект APWR. Проект усовершенствованного реактора APWR электрической мощностью 1350 МВт был разработан в результате сотрудничества фирм Mitsubishi Heavy Industries (Япония) и Westinghouse Electric Corporation (США) при поддержке японских эксплуатирующих компаний и Министерства международной торговли и промышленности (Ministry of International Trade and Industry - MITI) [76, 77]. Реализация этого проекта планируется на площадках АЭС “Цуруга” и “Фукусима” (по 2 энергоблока). APWR - это усовершенствованная стандартизованная конструкция реактора с повышенной безопасностью, надежностью и экономичностью. В системах безопасности увеличены степень резервирования (4 канала вместо 2) и разнотипность, они отделены от систем нормальной эксплуатации. В случае нарушений нормальной эксплуатации вмешательство оператора требуется в меньшей степени, чем в существующих реакторах.

Проект AP-600. В 1984 г. в Электроэнергетическом исследовательском институте (EPRI, США) была начата программа по усовершенствованным ЛВР для АЭС средней мощности (~ 600 МВт). Цель программы – достижение наибольшего упрощения в проекте ядерной установки с одновременным усилением безопасности, в том числе с помощью пассивных средств безопасности, и снижения затрат. В проекте реактора AP-600 фирмы Westinghouse [78, 79] основные функции безопасности (контроль количества теплоносителя в первом контуре, контроль реактивности, отвод остаточного тепла, удержание продуктов деления) выполняются пассивными системами, действие которых основано на естественных физических законах (гравитация, конвекция, испарение), и не используется непрерывная работа активных элементов (насосов, генераторов переменного тока и др.).

Системы ослабления аварий в проекте AP-600, кроме пассивного охлаждения активной зоны и защитной оболочки, включают автоматическую систему понижения давления, зону для улавливания расплавленной активной зоны, дожигатели водорода, средства для залива зоны под корпусом реактора. Расчетная прочность защитной оболочки такова, что вероятностный анализ не выявил аварийные сценарии, которые могли бы вызвать ее разрушение даже с учетом воспламенения водорода или других воздействий с большим выделением энергии.

По сравнению с современными установками в проекте AP-600 на 60 % меньше клапанов, на 75 % - трубопроводов, на 35 % - мощных насосов и на 80 % - кабелей управления. Вследствие их простоты эти небольшие установки могут быть построены много быстрее (за 3-4 года), чем современные промышленные АЭС.

Российские проекты третьего поколения. Работы по проектам АЭС нового поколения начались в 1989 г. в рамках государственной научно-технической программы “Экологически чистая энергетика”. На первом этапе реализации требований к АЭС нового поколения осуществлялась модернизация существующих проектов с активными системами безопасности в направлении упрощения конструкции, оптимизации теплотехнических параметров и повышения эффективности использования топлива, а также в направлении повышения надежности и безопасности эксплуатации станций во всех нормальных и аварийных режимах и особенно в неблагоприятных условиях запроектных аварий, связанных с потерей теплоотвода от активной зоны реактора.

Проект В-392. В проекте В-392 предусматривается 4-петлевая реакторная установка ВВЭР-1000 электрической мощностью 1000-1100 МВт с горизонтальными парогенераторами [80, 81]. Увеличено число органов регулирования. Предусмотрена система быстрого ввода бора (с использованием пассивных принципов) при отказе основной системы АЗ. Во всех режимах работы мощностной коэффициент реактивности активной зоны реактора всегда отрицателен; предел безопасной эксплуатации с точки зрения повреждения твэлов в новом проекте ужесточен и установлен на один порядок ниже, чем было для серийных блоков с ВВЭР-1000.

Важнейшей особенностью нового проекта является наличие системы пассивного отвода тепла, которая действует во всех режимах проектных и запроектных аварий и предназначена для гарантированного отвода тепла от активной зоны реактора при потере активных систем расхолаживания или всех источников электропитания. Предусмотрена система залива активной зоны при авариях с потерей теплоносителя, исключающая обезвоживание активной зоны.

В проекте в качестве основной локализирующей системы принята двойная защитная оболочка. Расчетное избыточное давление внутренней оболочки 0,4 МПа, проектная температура 150 °С. Допустимая утечка из внутренней оболочки не более 0,3 % объема среды в сутки. Кроме того, в комплекс локализирующих систем безопасности входит система аварийного сброса среды из оболочки и очистки выбросов на фильтрах, а также система улавливания и удержания расплавленного топлива.

В проекте применена концепция “течь перед разрывом” при проектировании опорных конструкций оборудования и трубопроводов и определении нагрузок на внутрикорпусные устройства оборудования при проектных авариях разрыва трубопроводов первого и второго контуров.

В реакторной установке В-392 безопасность обеспечивается следующими основными решениями:

- совершенствование активной зоны и улучшение характеристик внутренней самозащищенности, выравнивание поля энерговыделения по объему активной зоны, использование выгорающего поглотителя, включаемого непосредственно в топливо;
- изменение стратегии перегрузки топлива (применение активной зоны с “малой утечкой нейтронов”), позволяющей повысить экономический эффект на 5-7 % при увеличении выгорания топлива или продолжительности кампании и уменьшить флюенс нейтронов на корпус реактора;
- улучшение маневренных характеристик топлива;
- повышение эффективности аварийной защиты для снижения мощности и расхолаживания активной зоны до температуры 100 °С без ввода борного раствора в теплоноситель;
- совмещение активных систем аварийного охлаждения с системами нормальной эксплуатации, при этом требования к быстрдействию систем, вытекающие из необходимости обеспечения охлаждения при авариях, снижены в связи с усилением роли пассивных систем при обеспечении безопасности [67].

Проект АЭС ВВЭР-640. В проекте используется реакторная установка нового поколения ВВЭР-640 (В-407) [67]. Это - 4-петлевой реактор тепловой мощностью 1800 МВт с горизонтальными парогенераторами. Эффективность использования топлива увеличена на 30-35 % по сравнению с действующими реакторами ВВЭР-440. Предполагается применение двойной цилиндрической защитной оболочки (внутренняя - герметичная стальная, наружная - железобетонная). Предусматривается установка фильтров на герметичной оболочке.

Проект рассчитан на строительство АЭС в различных климатических условиях и в сейсмических районах с максимальным расчетным землетрясением 8 баллов по шкале MSK 64. Повышение безопасности АЭС осуществляется за счет преимущественного использования пассивных систем безопасности для аварийного охлаждения активной зоны и отвода остаточного тепловыделения от реактора. Эксплуатационные пределы повреждения топлива в 10 раз меньше, чем на действующих АЭС с реакторами ВВЭР-440 и ВВЭР-1000.

Проект ВВЭР-640 отвечает современным стандартам и прошел первую стадию лицензирования - получение разрешения на строительную площадку по новым правилам лицензирования, принятым в 1994 г. Госатомнадзор 13 октября 1994 г. выдал разрешение на площадку Кольской АЭС для строительства трех энергоблоков (для замещения существующих реакторов ВВЭР-440) и 28 июня 1995 г. - на площадку НИТИ (г. Сосновый Бор) для строительства прототипа ВВЭР-640.

Реактор ВПБЭР-600. Конструкция реактора ВПБЭР-600 разрабатывается в ОКБМ (Нижний Новгород) на основе многолетнего опыта создания и эксплуатации ядерных судовых установок, реакторов на быстрых нейтронах (БН) и реакторных установок атомных станций теплоснабжения (АСТ). Основные принципиальные решения (интегральная конструкция реактора, размещение его в страховочном корпусе, использование полностью пассивных средств безопасности различного принципа действия) являются дальнейшим развитием решений, принятых в проекте АСТ-500, высокий уровень безопасности которого подтвержден независимой экспертизой МАГАТЭ [82].

Реакторная установка ВПБЭР-600, обладающая свойствами самозащитенности, включает водо-водяной реактор интегральной компоновки, в корпусе которого размещены активная зона с рабочими органами СУЗ, прямоточный парогенератор, встроенный компенсатор давления, встроенные в днище корпуса ГЦН и в крышку электромеханические приводы СУЗ, а также теплообменники – конденсаторы системы аварийного отвода тепла.

Особенностью конструкции интегрального реактора является наличие между его корпусом и активной зоной большого заполненного водой зазора, выполняющего роль радиационной защиты. В результате флюенс нейтронов снижается до $5 \cdot 10^{16}$ нейтр./см², т.е. исключается изменение свойств металла корпуса реактора под воздействием излучения.

Благодаря пониженной энергонапряженности активной зоны реактора стало возможным уменьшить содержание борной кислоты в теплоносителе и отказаться от регулирования ее концентрации при эксплуатации. Следствием пониженного содержания бора является отрицательное значение коэффициента реактивности по температуре теплоносителя во всем диапазоне эксплуатационных температур.

Реактор и все системы, работающие при давлении первого контура, размещены в страховочном корпусе, который служит дополнительным барьером на пути распространения радиоактивности. Применение второго (страховочного) прочного корпуса является пассивным средством поддержания уровня теплоносителя выше активной зоны. Локализация аварий и устранение любых возможных аварийных ситуаций (с введением положительной реактивности, нарушением теплоотвода от реактора, истечением теплоносителя первого контура) достигаются пассивными средствами.

Проект АЭС ВВЭР-1500. Выполнен концептуальный проект энергоблока ВВЭР-1500 и подготовлены проекты технических заданий на разработку реакторной установки и энергоблока АЭС.

В качестве базовой проектной основы для АЭС ВВЭР-1500 предполагается концепция с реакторной установкой В-392.

В проекте АЭС ВВЭР-1500 предусматривается 4-петлевая реакторная установка ВВЭР электрической мощностью 1500 МВт.

Указанная величина мощности на данном этапе развития атомной техники России определяется следующими факторами:

- необходимостью обеспечить уверенное экономическое преимущество атомной энергетики перед органическими и другими источниками энергии, что возможно при уровне единичной мощности порядка 1300-1500 МВт (эл.);
- габаритами освоенного промышленностью России корпуса реактора внутренним диаметром 4,96 м;
- задачей обеспечения срока службы корпуса реактора не менее 60 лет при флюенсе нейтронов с энергией более $1 \text{ МэВ} \leq 1 \cdot 10^{19} \text{ нейтр./см}^2$;
- возможностью стандартизации и прямого заимствования значительного оборудования, систем и технологий, принятых для блоков ВВЭР-1000 и подтвердивших свою надежность;
- сокращением сроков создания и удешевлением энергоблока большой мощности за счет сокращения объема НИР и ОКР.

В проекте АЭС ВВЭР-1500 используются решения, позволяющие в дальнейшем повысить мощность и экономичность энергоблока с учетом опыта эксплуатации головного объекта, определения имеющихся резервов и дальнейшего развития работ по усовершенствованному топливу и другому оборудованию.

Энергоблок с реакторной установкой ВВЭР-1500 относится к третьему поколению по классификации уровня безопасности за счет применения не только активных, но и пассивных систем безопасности. В этом смысле он значительно превосходит не только установки типа “Конвой” и им подобные, но и самую современную разработку - EPR.

Проект АТЭС ММ на базе ПЭБ с РУ КЛТ-40С. Атомная теплоэлектростанция малой мощности на базе плавучего энергетического блока с реакторными установками КЛТ-40С (АТЭС ММ на базе ПЭБ с РУ КЛТ-40С) предназначена для выработки и выдачи потребителям тепла и электроэнергии. АТЭС ММ состоит из трех основных частей:

- плавучего энергоблока с двумя реакторными установками КЛТ-40С;
- технических сооружений, обеспечивающих надежную установку и раскрепление ПЭБ и передачу вырабатываемой электрической и тепловой энергии на берег;
- береговых сооружений для приема и передачи выработанной электрической и тепловой энергии во внешние сети для распределения потребителям.

Плавучий энергетический блок предназначен для выработки электрической и тепловой энергии и обеспечивает выдачу в береговые сети электроэнергии и теплофикационной воды.

Техническая связь с берегом осуществляется через причальные сооружения. Имеется возможность подхода и швартовки к ПЭБ судов снабжения и обеспечения АТЭС ММ.

В состав береговых зданий и сооружений входят:

- административный корпус с пунктом управления противопожарными действиями;
- здание закрытого распределительного устройства;
- тепловой пункт;
- здание очистных сооружений;
- гараж-стоянка.

**Основные характеристики атомной теплоэлектростанции
малой мощности на базе плавучего энергетического блока
с реакторными установками КЛТ-40С**

Электрическая мощность	70 МВт
Отпускаемая тепловая мощность	50 Гкал/ч
Тепловая мощность реакторной установки	150 МВт
Тип реакторной установки	водо-водяная блочная
Число реакторных установок	2
Число турбогенераторов	2
Коэффициент среднегодовой загрузки станции	0,85
Продолжительность работы станции до перезарядки	2,5-3 года
Срок службы станции	до 40 лет
Срок сооружения станции	4 года

Проект ПАТЭЦ для Красноярского ГХК и АТЭЦ с РУ ВК-300. В современной энергетике России весьма значительный сектор занимает комбинированное производство тепла и электроэнергии на ТЭЦ. Около 40 % электроэнергии и более 82 % теплофикационного тепла производится на ТЭЦ. Комбинированная выработка тепла и электроэнергии и централизованное теплоснабжение по экономической эффективности значительно превосходят раздельное производство тепла и электроэнергии.

Атомные станции с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла (АТЭЦ) могут успешно внедряться в обширный сектор теплофикации России при выполнении условий повышенной безопасности, экономической конкурентоспособности и оптимальной мощности по теплу и электроэнергии. Это требует целенаправленной разработки специализированных РУ и энергоблоков для АТЭЦ.

В настоящее время разработан технический проект специализированной РУ ВК-300 для подземной АТЭЦ Красноярского ГХК. Инновационный пассивный упрощенный кипящий реактор ВК-300 позволяет обеспечить повышенную безопасность, хорошую экономику, оптимальную мощность энергоблока в теплофикационном режиме (150 МВт (эл.), 400 Гкал/ч).

Для широкого внедрения АТЭЦ с РУ ВК-300 предполагается разработать типовой оптимизированный проект РУ ВК-300 и теплофикационного энергоблока на базе адаптации проектных решений по подземной АТЭЦ с РУ ВК-300 Красноярского ГХК.

Высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы. Международный проект ГТ-МГР. Одним из реакторов нового поколения, удовлетворяющих требованиям развивающейся крупномасштабной атомной энергетики, является модульный гелиевый реактор с газовой турбиной (ГТ-МГР). Работы по проекту ГТ-МГР ведутся с 1995 г. В 1997 г. разработан концептуальный проект, который прошел ряд внутренних и международных экспертиз.

Проект основан на многолетнем опыте проектирования и эксплуатации высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов (ВТГР) в России, США, ФРГ и Великобритании.

С 1999 г. в рамках соглашения между правительствами Российской Федерации и США о научно-техническом сотрудничестве в области обращения с плутонием, изымаемым из военных программ, от 24 июля 1998 г. развернуты работы по разработке эскизного проекта. В работах участвуют ведущие предприятия и институты России, национальные лаборатории и фирмы США, а также Франции и Японии.

Принципиальные особенности ГТ-МГР:

- высокая эффективность производства электроэнергии (КПД ~ 48 %);
- повышенная безопасность, обусловленная самозащищенностью и невозможностью плавления активной зоны при тяжелых авариях;
- эффективное использования ядерного топлива и возможность реализации различных вариантов топливного цикла (уран, плутоний, торий);
- создание атомной станции, удовлетворяющей требованиям соглашения о нераспространении ядерных материалов за счет высоких проектных показателей выгорания топлива (до 90 %);
- снижение радиационного воздействия на окружающую среду;
- возможность использования высокотемпературного тепла для технологических производств;
- возможность формирования АС из модулей мощностью 300 МВт (эл.), что позволит снизить капитальные затраты и стоимость электрической энергии.

В основе концепции модульного гелиевого реактора лежит использование активной зоны с графитовым замедлителем, топливом в виде микросфер с многослойными керамическими покрытиями и гелием в качестве теплоносителя. Конструкционным материалом активной зоны и отражателей является графит, имеющий температуру сублимации более 3000 °С. Такая активная зона является нерасплавляемой, поскольку благодаря указанным выше конструктивным особенностям и физическим свойствам активной зоны допустимый уровень температур топлива - 1600 °С не превышает при любых авариях с нарушением теплоотвода от реактора, в том числе и при отказе всех «активных» средств остановки и расхолаживания реактора. Тем самым сохраняется эффективность основного защитного барьера - защитных покрытий топливного зерна.

Для остановки реактора и поддержания его в подкритическом состоянии проектом предусмотрены две независимые системы останова.

В первой системе используются управляющие стержни, во второй - поглощающие шарики на основе карбида бора.

В гипотетической ситуации - отказе обеих независимых систем останова реактора - в процессе разогрева активной зоны происходит снижение мощности реактора за счет отрицательного мощностного коэффициента реактивности вплоть до полной остановки реактора.

Для отвода тепла от активной зоны предусмотрены три системы: две системы нормальной эксплуатации и одна двухканальная пассивная система, осуществляющая отвод тепла от корпуса реактора к поверхностному охладителю системы охлаждения шахты реактора за счет теплопереноса теплопроводностью и излучением.

Даже при отказе всех систем отвод тепла от активной зоны осуществляется за счет пассивных принципов (теплопроводность, конвекция) к конструкциям реакторного здания-контейнента.

Компоновка реакторной установки блочная. Реакторный блок ГТ-МГР состоит из связанных воедино двух блоков: модульного высокотемпературного реактора с кольцевой активной зоной из призматических тепловыделяющих сборок и системы преобразования энергии с прямым газотурбинным циклом, расположенных каждый - в отдельной шахте. Реакторный блок и связанные с ним системы первого контура размещаются в подземном здании - контейнменте.

Развитая в России, США, Франции и Японии научная, конструкторская и производственная база по разработке газовых турбомашин, высокоэффективных теплообменников и жаропрочных корпусов обеспечивают подготовленную технологическую основу создания установки ГТ-МГР.

Проект ГТ-МГР включен в "Стратегию развития атомной энергетики России в первой половине XXI века".

Реакторы типа BWR. В табл. 11.3 приведено сравнение проектных характеристик УЛВР типа BWR.

Таблица 11.3. Сравнительные проектные характеристики усовершенствованных реакторов BWR

Показатель	BWR-90 (ABB Atom)		ABWR-1356 (GE)	SBWR (GE)	МКЭР-800 (НИКИЭТ, АЭП, РНЦ "КИ")
Установленная мощность, МВт:					
	тепловая	3300	3800	3926	1800
электрическая (нетто)	1195	1374	1356 (брутто)	600	800
Размер корпуса реактора (высота/внутренний диаметр), м	—	—	21,0/7,1	23,0/6,3	—
Проектный срок службы, лет	60	60	60	60	50
Число ТВС	700	700	873	732	1580
Число твэлов в ТВС	63	63	64	—	—
Вид топлива	UO ₂	UO ₂	UO ₂	UO ₂	UO ₂
Линейная мощность твэла (средняя), Вт/см	310	—	196	162 (140)	280 (макс.)
Масса топлива в активной зоне, т	126	126	—	62	140,6
Удельная энергонапряженность активной зоны, кВт/л	60,4	52	51	41,5	—
Глубина выгорания, МВт·сут/кг U	—	—	38,0	38,0	28,0
Давление в корпусе реактора или канала, МПа	7,0	7,0	7,3	7,2	7,2
Температура теплоносителя (вход/выход), °С	215/286	215/286	216/289	286	268/285
Вероятность повреждения активной зоны, 1/реакторо-год	—	—	1·10 ⁻⁵	<1·10 ⁻⁶	4,0·10 ⁻⁸
Средняя коллективная доза облучения персонала, чел.·Зв/год	0,5	0,5	0,5	<1	0,8

Проект BWR-90 является совместной разработкой фирм ABB-CE (США) и ABB Atom (Швеция) и базируется на опыте эксплуатации АЭС с реактором BWR-75. В проекте BWR-90 существенно снижены объемы и время строительства, число систем при упрощении процедур эксплуатации, испытаний и техобслуживания [83]. Проект отличается от своего предшественника - реактора BWR-75, спроектированного в 70-х годах, применением современных технологий, новыми требованиями к безопасности и снижением затрат. Применены встроенные циркуляционные насосы, приводы регулирующих стержней с плавным перемещением, защитная оболочка из ПНЖБ со стальной облицовкой и с заполнением азотом, широко используются дублирование и разделение систем, важных для безопасности.

Наиболее важные новые требования, принятые регулирующими органами скандинавских стран, касаются конструкции первичной защитной оболочки, рассчитанной на воздействие тяжелых аварий, включая расплавление активной зоны. Следствием этих требований явилась установка на всех скандинавских реакторах

BWR и шведских реакторах PWR системы фильтруемого сброса из защитных оболочек. Основные характеристики защитной оболочки реактора BWR-90 направлены на усиление защиты окружающей среды. В нижней части сухой шахты предусмотрен бассейн (500 м³) с водой, единственной целью которого является сбор и удержание расплава топлива в случае аварии с расплавлением активной зоны.

Технические системы безопасности реактора BWR-90, а также системы их электропитания разделены на четыре дублирующие и физически разделенные подсистемы. Системы безопасности отличаются разнотипностью применяемых элементов, например клапанов различного типа для сброса давления. Реактор может быть остановлен тремя способами:

- вводом регулирующих стержней с помощью гидравлической системы остановки;
- вводом регулирующих стержней посредством индивидуальных электродвигателей;
- с помощью жидкостной системы (борированная вода).

Последняя является автоматической и может заглушить реактор при ожидаемых переходных режимах без перемещения регулирующих стержней. Эти разнотипные средства остановки реактора вместе с возможностью быстрого снижения скорости циркуляции обеспечивают эффективную защиту от событий типа ATWS (ожидаемые переходные режимы без срабатывания аварийной защиты).

Проект ABWR. Концепция реактора ABWR разработана в 1978 г. пятью компаниями – General Electric (США), Toshiba, Hitachi (Япония), ASEA-АТОМ (Швеция) и Ansaldo (Италия). Основные проектные работы были завершены в 1985 г. Одновременно выполнялась научно-исследовательская программа по отработке новых технологий и оборудования станции. Проект ABWR был принят в Японии как стандартный реактор BWR следующего поколения. В 1987 г. фирмой TEPCO было принято решение использовать проект ABWR для строительства 6-го и 7-го энергоблоков на АЭС “Касивадзаки-Карива”, которое и было начато в сентябре 1991 г. после получения соответствующих лицензий [84]. В 1996-1997 гг. 6-й и 7-й энергоблоки АЭС “Касивадзаки-Карива” были введены в эксплуатацию.

Для реактора ABWR приняты новые проектные решения, сравнение которых с действующими реакторами BWR приведено в табл. 11.4.

Проект SBWR. Фирма General Electric (США) начала в 1984 г. разработку своего упрощенного реактора SBWR (Simplified Boiling Water Reactor) в рамках программы EPRI по новому поколению реакторов средней мощности.

При проектировании решались следующие задачи [85]:

- сопоставимость стоимости производства электроэнергии со средними станциями на угле;
- внедрение пассивных упрощенных систем безопасности;
- максимальное использование существующих технологий;
- сокращение сроков строительства.

Ввиду большой заинтересованности стран Тихоокеанского бассейна в реакторе средней мощности для удовлетворения умеренных энергетических потребностей к разработке проекта подключились японские фирмы. В августе 1992 г. стандартный отчет по анализу безопасности реактора SBWR передан на рассмотрение Комиссии по ядерному регулированию США. Окончательное одобрение проекта ожидалось в мае 1996 г., но по финансовым соображениям проект был временно изъят из рассмотрения.

Таблица 11.4. Сравнение новых проектных решений в реакторе ABWR с защитными средствами современных реакторов BWR

Средство	BWR	ABWR
Средства циркуляции	Система циркуляции с двумя внешними петлями и струйными насосами внутри корпуса реактора	Встроенные (внутри корпуса реактора) насосы
Приводы регулирующих стержней	Привод с блокировкой и плунжером	Привод с плавным перемещением
САОР	Двухканальная САОР	Трехканальная САОР
Корпус реактора	Сварная пластина	Кованые кольца (цилиндрические поковки)
Система очистки реакторной воды	1%, насосы в горячей нитке	2%, насосы в холодной нитке
Конденсатоочистка	Обессоливающая установка глубокой очистки	Полые волокнистые фильтры+ обессоливающая установка глубокой очистки
Система сбросных газов	Активная система с охлажденными угольными фильтрами	Пассивная система с угольным фильтром при комнатной температуре
Первичная защитная оболочка	Сложная геометрия, затрудненное строительство	Усовершенствованная конструкция компактная, простой геометрии, с заполнением инертным газом
Вторичная защитная оболочка	Биологическая защита + вспомогательные здания	Реакторное здание
Система контроля и управления	Аналоговая, с жестким монтажом, одноканальная	Цифровая, с мультиплексированием, оптоволоконная, многоканальная
БЩУ	Системно-ориентированный	Ориентированный на задачи оператора
Ослабление последствий тяжелых аварий	Специально не рассматривается	Заполнение защитной оболочки инертным газом, затопление сухой шахты, вентилирование

Поскольку в основу усовершенствованных реакторов ABWR и SBWR фирмы General Electric положена одна и та же уже апробированная технология BWR, то существенными различиями между двумя проектами являются лишь электрическая мощность (1350 и 600 МВт), энергонапряженность активной зоны (50,9 и 42 кВт/л), способ циркуляции теплоносителя (встроенные насосы и естественная циркуляция) и степень использования активных и пассивных средств в системах безопасности. В результате около 60 % систем SBWR идентичны или подобны системам ABWR.

Во всем рабочем диапазоне мощностей в реакторе SBWR осуществляется естественная циркуляция теплоносителя, для чего над активной зоной расположен протяженный тяговый участок с дополнительным объемом теплоносителя, что обеспечивает повышенный движущий напор для циркуляции теплоносителя и увеличенную продолжительность выкипания большого количества теплоносителя при разгерметизации реакторной системы.

САОР состоит из подсистемы автоматического снижения давления в реакторе и трехканальной гравитационной системы охлаждения, которая включается после

снижения давления до проектного значения и может работать в течение 100 сут после начала аварии без необходимости подвода внешнего электропитания.

В состав систем аварийного охлаждения реактора и защитной оболочки не входят дорогостоящие и недостаточно надежные насосы и дизель-генераторы; функционирование систем осуществляется за счет естественных физических процессов без участия операторов, и только после 72 ч работы в аварийном режиме необходимо доступными средствами пополнить водой самый верхний бассейн, расположенный вне защитной оболочки.

11.3.2. Канальные реакторы

Реакторы CANDU. Направление реакторов CANDU продолжает развиваться эволюционным путем: в новых проектных проработках - CANDU-3 (450 МВт(эл.)) и CANDU-9 (1050 МВт (эл.)), используется весь обширный опыт эксплуатации реакторов этого типа в Канаде, Корее, Пакистане, Аргентине и Румынии, а также апробированное стандартизованное оборудование [86, 87]. Повышение безопасности новых проектов достигается благодаря разделению систем на две группы, которые физически отделены друг от друга (системы безопасности и системы нормальной эксплуатации), а также оптимизации планировки станции, направленной на физическое разделение систем и каналов резервирования и на упрощение эксплуатации и техобслуживания.

Реакторы CANDU-3 и CANDU-9 оснащены двумя независимыми, одинаково эффективными системами останковки: стержневой и жидкостной. Каждая из систем имеет свои собственные детекторы, логику и исполнительные механизмы.

В проекте CANDU-3 предусмотрено автоматическое срабатывание САОР в случае аварии с потерей теплоносителя (LOCA) с небольшими течами по сигналу низкого давления в корпусе реактора. Компьютеризация системы контроля и управления САОР улучшает взаимодействие человек—машина и снижает нагрузку на оператора в случае LOCA, освобождая его для осуществления контроля и управления аварией [86].

Защитная оболочка реактора CANDU-3 рассчитана на более высокое давление, что позволяет ей выдерживать кратковременные всплески давления в реакторном здании и отказаться от системы орошения.

Для реактора CANDU-9 применена такая же, как для реактора CANDU-3, сухая защитная оболочка, представляющая собой реакторное здание из ПНЖБ со стальной плакировкой. Здание охватывает реактор и парогенерирующую систему.

Как и в работающих реакторах CANDU, в рассматриваемых проектах обеспечена защита для предотвращения тяжелых аварий. Она включает две независимые пассивные системы останковки, которые существенно снижают вероятность возникновения переходных режимов без срабатывания аварийной защиты (ATWS), систему замедлителя, которая может осуществлять отвод тепла распада от топлива, если даже в каналах нет теплоносителя (LOCA+потеря САОР). Однако отказы по общей причине не могут быть устранены в этих системах и являются предметом будущих исследований [86, 87].

11.3.3. Реакторы на быстрых нейтронах (РБН)

На основе опыта эксплуатации, исследований и разработки РБН, в которых Россия имеет несомненный приоритет, а также на основе рассмотрения потенциальных возможностей РБН выявлены следующие их важнейшие качества:

- высокая ядерная безопасность, определяемая в основном физическими свойствами, внутренне присущими РБН;

- высокая радиационная безопасность, характеризующаяся самым низким уровнем радиоактивных выбросов и самым низким радиационным воздействием на персонал и окружающую среду;
- высокий КПД, определяющий также меньшее тепловое загрязнение;
- технически подготовленная возможность наиболее эффективно выжигать долгоживущие α -активные актиноиды - экологически наиболее опасные радиоактивные отходы, накопленные в результате предыдущей ядерной деятельности и накапливаемые развивающейся ядерной энергетикой;
- РБН являются наиболее эффективными потребителями любого плутония, в том числе оружейного, высвобождающегося при разоружении.

Большой опыт эксплуатации РБН накоплен в бывшем СССР, России (БН-600, БН-350) и во Франции (Rapsodie, PHENIX, SUPERPHENIX). Он подтвердил фундаментальные свойства РБН по физическим качествам и безопасности. Вместе с тем, опыт эксплуатации РБН указал пути совершенствования физических и инженерных решений, оборудования, различных систем в целях повышения безопасности и экономичности РБН.

Реактор БН-800 в полной мере обладает свойствами, направленными на решение указанных проблем, а введение в проект дополнительных технических решений (пассивных средств воздействия на реактивность, системы аварийного расхолаживания через воздушные теплообменники, поддона для сбора расплавленной массы топлива) позволило вывести его на уровень, соответствующий требованиям по безопасности к реакторам нового поколения. В этом реакторе впервые ликвидирован недостаток РБН большой мощности - положительный натриевый пустотный эффект реактивности. Вероятность аварии с расплавлением активной зоны реактора БН-800 на порядок ниже, чем в ЛВР.

Исследования показали принципиальную возможность создания активной зоны, в том числе на пассивных принципах, в которой при аварии с остановкой насосов и несрабатыванием СУЗ обеспечивается уровень температур натрия ниже температуры кипения. Такая концепция активной зоны реализована в американском проекте PRISM, который разрабатывался по программе усовершенствованных жидкометаллических реакторов фирмой General Electric. В нем используются реакторы модульного типа относительно небольшой мощности (160 МВт (эл.)), каждый со своим парогенератором, объединяемые в единый блок по три реактора, который связан с одним турбогенератором. Два-три таких блока образуют единую энергоустановку соответствующей электрической мощности.

В качестве топлива в таком реакторе применяется тройной сплав плутония-урана-циркония или - в качестве альтернативы - смешанное уран-плутониевое оксидное топливо. Для металлического топлива предполагается электрохимическая переработка облученных ТВС и изготовление новых сердечников твэлов металлургическим способом. Такая технология оказалась решающим фактором в значительном снижении стоимости внешнего топливного цикла (примерно в 10 раз) и снижении себестоимости производимой электроэнергии до уровня ее себестоимости на обычных электростанциях, сжигающих органическое топливо.

Вероятность значительного повреждения активной зоны и выброса радиоактивности ниже 10^{-6} /реакторо-лет. Пуск одной АЭС электрической мощностью 1440 МВт с реакторами PRISM (3×3 блока) позволит полностью утилизировать плутоний и актиноиды, ежегодно выгружаемые из ЛВР общей мощностью 100 ГВт (эл.) [88].

11.4. Основные принципы крупномасштабной ядерной энергетики

11.4.1. Воспроизводство ЯТ

Воспроизводство делящихся материалов – одна из основных предпосылок развивающейся ядерной энергетики. Эта функция реализуется быстрыми реакторами.

Задачи ядерной энергетики большого масштаба могут быть решены быстрыми реакторами с коэффициентом воспроизводства равным или большим единицы. В складывающихся в энергетике условиях нет необходимости в больших коэффициентах воспроизводства, высокой энергонапряженности и коротких временах удвоения плутония. Достаточны коэффициент воспроизводства около единицы и умеренная энергонапряженность, так что при разработке быстрых реакторов можно сосредоточиться в основном на решении проблем экономики и безопасности.

11.4.2. Естественная безопасность

Принцип “естественной безопасности” является обобщением и развитием принципа внутренне присущей безопасности с распространением его на весь топливный цикл с учетом проблемы радиоактивных отходов и режима нераспространения. Этот принцип включает:

- детерминистическое исключение тяжелых реакторных аварий и аварий на предприятиях ядерного топливного цикла;
- фракционирование продуктов переработки ЯТ с радиационно-эквивалентным захоронением РАО;
- технологическую поддержку режима нераспространения.

11.4.3. Конкурентоспособность

Формирование технологий, реализующих воспроизводство ЯТ и принцип естественной безопасности, должно сопровождаться повышением конкурентоспособности ядерной энергетики.

Высокая стоимость первых быстрых реакторов оказалась главной причиной того, что они не получили распространения в энергетике. Требования к АЭС следующего поколения состоят в снижении их стоимости по отношению к современным АЭС с легководными реакторами, чтобы обеспечить экономическую конкурентоспособность для многих стран и районов. Стоимость АЭС с быстрыми реакторами должна быть снижена существенно, что возможно только на основе некоего общего принципа, затрагивающего все основное оборудование, системы и сооружения. Таким принципом является **принцип естественной безопасности**. Его последовательное проведение, начиная с исходных технических решений, создает предпосылки к упрощению конструкций, требований к основному и вспомогательному оборудованию, сооружениям АЭС и к персоналу, к отказу от дополнительных систем безопасности и удешевлению АЭС.

В российских условиях значительным резервом удешевления АЭС является совершенствование нормативной базы их проектирования, а также отказ от дорогостоящих и неоправданно громоздких зданий, сооружений и инфраструктуры.

Ядерную энергетику следует ориентировать на достижение экономической конкурентоспособности в большинстве стран и районов уже при умеренных ценах на топливо и энергию, прогнозируемых на ближайшие десятилетия, а не только в неопределенном будущем, когда дешевые ресурсы топлив будут исчерпаны, а выбросы парниковых газов будут квотироваться или штрафовать.

11.5. Выводы

■ Работающие блоки введены в эксплуатацию с 1971 по 1993 г. г., сооружались по разным проектам и в различной степени удовлетворяют современным правилам и нормам безопасности. По этому принципу их можно разделить на три поколения:

- **энергоблоки первого поколения** - 12 энергоблоков суммарной мощностью 5762 МВт (3-й и 4-й энергоблоки Нововоронежской, 1-й и 2-й энергоблоки Кольской, 1-й и 2-й энергоблоки Ленинградской, 1-й и 2-й энергоблоки Курской АЭС, 4 энергоблока Билибинской АТЭЦ). Эти энергоблоки разработаны и построены до выхода основных нормативных документов по безопасности ядерной энергетики;

- **энергоблоки второго поколения** - 18 энергоблоков суммарной мощностью 16 480 МВт (1-й, 2-й и 3-й энергоблоки Балаковской, 1-й и 2-й энергоблоки Калининской, 3-й и 4-й энергоблоки Кольской, 3-й и 4-й энергоблоки Курской, 3-й и 4-й энергоблоки Ленинградской, 5-й энергоблок Нововоронежской, 1-й, 2-й и 3-й энергоблоки Смоленской, 3-й энергоблок Белоярской АЭС) спроектированы и построены в соответствии с нормативными документами, отражающими подходы ОПБ-73, ОПБ-82, ПБЯ-04-74, а 4-й энергоблок Балаковской АЭС и 1-й энергоблок Ростовской АЭС модифицированы с учетом требований ОПБ-88.

- **энергоблоки третьего поколения**, проектируемые в соответствии с современными нормативными документами Госатомнадзора России и учитывающие рекомендации международных норм (МАГАТЭ, EUR и др.).

■ Новые концепции реакторов могут быть разделены в основном на три категории:

- конструкции с почти исключительным использованием механизмов пассивной (или внутренне присущей) безопасности для исключения возможности разрушения активной зоны;

- реакторы средней мощности, сочетающие апробированные технологии с новыми средствами пассивной безопасности для предотвращения повреждения топлива в случае аварии;

- конструкции, представляющие собой эволюционное развитие используемых в настоящее время реакторных установок большой мощности с учетом результатов исследований безопасности и опыта эксплуатации действующих станций. Наиболее важным из этих средств является защитная оболочка новой конструкции, позволяющая ослабить последствия тяжелой аварии с повреждением активной зоны.

■ Задачи ядерной энергетики большого масштаба могут быть решены быстрыми реакторами с коэффициентом воспроизводства, равным или большим единицы. В складывающихся в мировой энергетике условиях при разработке быстрых реакторов можно сосредоточиться в основном на решении проблем экономики и безопасности.

■ Принцип "естественной безопасности" является обобщением и развитием принципа внутренне присущей безопасности с распространением его на весь топливный цикл с учетом проблемы радиоактивных отходов и режима нераспространения.

■ Ядерную энергетику следует ориентировать на достижение экономической конкурентоспособности в большинстве стран и районов уже при умеренных ценах на топливо и энергию, прогнозируемых на ближайшие десятилетия, а не только в неопределенном будущем, когда дешевые ресурсы топлив будут исчерпаны, а выбросы парниковых газов будут квотироваться или штрафоваться. Требование к АЭС следующего поколения состоит в снижении их стоимости по сравнению со стоимостью современных АЭС с легководными реакторами.

ГЛАВА 12

■■■ Детерминистическое исключение тяжелых аварий

Благоприятный в целом опыт реакторов военного назначения и первых АЭС, безопасность которых достигалась за счет конструктивных решений, качества оборудования и высокой квалификации и дисциплины персонала, породил определенную философию безопасности реакторов. Эта философия допустила и допускает до сих пор принципиальные технические решения, создающие потенциальную опасность тяжелых аварий быстрого разгона, потери теплоносителя и средств отвода остаточного тепла, пожаров, паровых и водородных взрывов, что связано:

- с большими суммарными запасами ($\gg \beta_{эф}$) и эффектами реактивности (например пустотный эффект в быстрых реакторах);
- небольшим температурным запасом до кипения теплоносителя и высоким его давлением с опасностью аварий с потерей теплоносителя (LOCA) и реализацией в некоторых реакторах положительного пустотного эффекта;
- применением химически активных с воздухом и водой горючих веществ (Na, ранее - органический теплоноситель), с образованием в авариях взрывоопасных количеств водорода и т.д.

Эти опасности реализовались в авариях на АЭС “Три-Майл-Айленд” и в Чернобыле.

Большие аварии, произошедшие после выработки первых тысяч реакторо-лет, указали на недопустимо высокую вероятность тяжелых аварий для АЭС первых поколений на уровне $\lambda = 10^{-2} - 10^{-3}$ 1/реакторо-лет. Усовершенствование традиционных АЭС, наращивание и резервирование инженерных систем и барьеров безопасности для реализации принципа “защиты в глубину”, повышение требований к качеству оборудования, строительства и к персоналу позволили снизить вероятность тяжелых аварий на 1-2 порядка и продолжить эксплуатацию и сооружение АЭС традиционных типов. Вероятность на уровне $10^{-4} - 10^{-5}$ обосновывается мировым опытом и позволяет с известной уверенностью прогнозировать безопасность ядерной энергетики на усовершенствованных реакторах традиционных типов, которая при средней мощности реактора 1 ГВт (эл.) и израсходовании 10^7 т дешевого урана выработает $\sim 5 \cdot 10^4$ реакторо-лет.

Меры и требования обоснования и обеспечения безопасности современных реакторов и АЭС, относящиеся к их проектированию, сооружению, оборудованию, лицензированию, эксплуатации, подготовке и квалификации персонала, объединены понятием “культура безопасности”, содержание которого будет эволюционировать по мере совершенствования ядерной технологии.

Развитые методы ВАБ стали важным инструментом при планировании работы по повышению безопасности АЭС. Но вероятностный подход при обосновании безопасности по отношению к авариям с катастрофическими последствиями имеет свои ограничения, особенно при формировании критериев и оценке безопасности долговременного развития ядерной энергетики больших масштабов, которая выработает в следующем веке и далее более 10^6 реакторо-лет:

- Общество едва ли примет какой-либо критерий безопасности АЭС, кроме абсолютного исключения аварии масштаба Чернобыля, а это требует снижения вероятности по меньшей мере до $10^{-7} - 10^{-8}$.

- Расчетные оценки столь малых вероятностей не имеют ни убедительных теоретических, ни тем более опытных оснований при опыте $\sim 10^4$ реакторо-лет. Вероятности террористических, военных и многих других человеческих действий вообще не имеют устойчивых прогнозируемых значений.
- Традиционный способ снижения вероятности тяжелых аварий - наращивание систем безопасности АЭС - уже привел к значительному удорожанию "ядерного" электричества, а при увеличении масштабов ядерной энергетики и связанном с этим ужесточением требований безопасности может привести к потере ее конкурентоспособности.

После аварии на АЭС "Три-Майл-Айленд" в США предложен термин "внутренне присущая безопасность", ставший ключевым для новой философии безопасности, которая связывает достижение безопасности не столько с наращиванием инженерных средств и требований для уменьшения вероятности тяжелых аварий, сколько с физическими и химическими качествами и закономерностями, присущими цепной реакции, топливу, теплоносителю и позволяющими **детерминистически** исключить возникновение или развитие аварий с катастрофическими последствиями.

Этот подход оказал влияние на работу по усовершенствованию традиционных реакторов, главным образом в направлении создания разного рода пассивно (без подвода энергии и сигналов) действующих элементов защиты и управления, на более активное использование обратных связей и естественной циркуляции теплоносителя. Пассивные средства защиты и охлаждения реактора, играющие важную роль в обеспечении безопасности, различаются между собой и должны ранжироваться по степени надежности.

Опасные последствия аварии можно считать исключенными, если она не достигает опасных пределов при отказе активных систем защиты и пассивных средств непрямого действия, обладающих ограниченной надежностью. Тем самым на активные средства защиты возлагается задача сохранения реактора в работоспособном состоянии, имеющая скорее экономическое значение, и здесь в полной мере применимы вероятностные методы оценки надежности, так как речь идет о событиях с вероятностью выше 10^{-3} - 10^{-4} .

Новая философия естественной безопасности предусматривает рассмотрение всех аварий, независимо от вероятности их реализации, без весьма условного выделения запроектных аварий, которые иногда ошибочно называют гипотетическими, хотя это обычно вполне реализуемые, но маловероятные аварии.

Детерминистическое исключение тяжелых аварий не следует отождествлять с недостижимой абсолютной безопасностью. Детерминистически должно быть исключено лишь катастрофическое развитие наиболее тяжелых аварий, тогда как к "обычным" авариям должен применяться обычный вероятностный подход, требующий знания вероятностей на уровне 10^{-3} - 10^{-4} , имеющих опытное обоснование. Разумеется, не могут быть исключены катастрофические результаты ядерной атаки, падения крупного астероида или аналогичных экстремальных воздействий с полным разрушением АЭС.

По своим физическим и техническим принципам быстрые реакторы с жидкометаллическим охлаждением имеют наибольший потенциал внутренне присущей безопасности, а следовательно, и экономичности, далеко не полностью реализованный в их первом поколении.

Тепловые реакторы умеренной мощности разных типов также обладают пока не полностью реализованными резервами внутренне присущей безопасности. К их числу относятся использование профилированных "выгорающих" поглотителей для компенсации реактивности на выгорание, снижение до безопасного, с точки зрения аварий LOCA, уровня энергонапряженности, использование высокотемпературного

дисперсионного микро топлива без металлических оболочек, наконец, жидко-солевые реакторы с $KB \gg 1$ и низким давлением.

Исследования последних лет указывают на возможность создания в ограниченные сроки ядерной технологии, приближающейся к идеалу "внутренне присущей безопасности", не уходя слишком далеко от технических решений и материалов, уже освоенных в мирной и военной ядерной технике. Показано, что переход к плотному теплопроводному мононитриднему топливу и к химически пассивному, высококипящему, мало активируемому нейтронами тяжелому свинцовому теплоносителю в быстром реакторе без уранового blankets позволяет детерминистически исключить аварии разгона на мгновенных нейтронах, аварии с потерей теплоносителя, пожары и водородные взрывы при любых ошибках персонала и отказах оборудования и выбросы радиоактивности, требующие эвакуации населения, даже при повреждении внешних барьеров (контеймент, корпус реактора).

12.1. Мононитридное топливо и отказ от уранового blankets

Использование высокоплотного и теплопроводного мононитридного топлива в быстром реакторе без уранового blankets позволяет:

- **исключить быстрый разгон** за счет снижения пустотного и мощностного эффектов реактивности, ограничения полного запаса реактивности, включая нептуниевый эффект, величиной, соизмеримой с $\beta_{эф}$, что позволяет эффективно использовать для саморегулирования реактора небольшие эффекты реактивности, связанные с температурным расширением конструкций и изменением утечки нейтронов;
- **снизить среднюю рабочую температуру топлива до $T < 1000$ К**, уменьшить выход газовых осколков, разгрузить от давления оболочки ТВЭЛов, повысить надежность ТВС в номинальных и аварийных режимах;
- **обеспечить полное воспроизводство топлива в активной зоне ($KBA \approx 1$)** и компенсировать изменение реактивности при выгорании.

Ограничение по максимальному запасу реактивности $\Delta\rho_{max} \approx \beta_{эф}$ и значениям положительных эффектов реактивности ($< \beta_{эф}$) является очень важным, поскольку нельзя исключать аварии, вызванной внешними диверсионными воздействиями, приводящими, например, к разрушению всех приводов СУЗ с дальнейшим быстрым выбросом из активной зоны поглощающих стержней, что возможно в любом из реакторов PWR, BWR, LMFBR. При такой аварии скорость ввода положительной реактивности в действующих реакторах может оказаться существенно выше скорости реализации отрицательных обратных связей (например вскипание теплоносителя с учетом постоянной времени ТВЭЛов), что приведет к разгону реактора на мгновенных нейтронах с аккумуляцией всей выделившейся энергии в топливе, последующим его расплавлением и частичным испарением, с преобразованием ядерной энергии в механическую со всей совокупностью возможных последствий.

Определение оптимального значения важнейшей характеристики ядерного топливного цикла - выгорания топлива - может быть выполнено лишь на основе опыта и знания экономики ЯТЦ, а для демонстрационного быстрого реактора нового поколения рациональным ориентиром может служить $z \approx x \approx 10\%$.

Глубина выгорания твердого топлива (z) ограничена изменением его физических свойств и состава, влияющих на мощность и запас реактивности, и его повреждением. В тепловых реакторах с $KB \approx 0,5-0,7$ первое ограничение особенно существенно, и в этих реакторах стремятся достичь выгорания на уровне начального содержания

делящихся нуклидов $x \approx 0,7-5,0 \%$. При этом в облученном топливе содержание делящихся изотопов уменьшается более чем в 2 раза по сравнению со свежим топливом, что делает экономически невыгодным - пока есть дешевый уран - дорогостоящую переработку ядерного топлива (ЯТ) и фабрикации из него МОХ-топлива.

В быстрых реакторах с оксидным топливом и $K_{\text{В}} \approx 0,7-0,8$ при $K_{\text{В}} \geq 1$ за счет уранового бланкета и $x \geq 15\%$ (плутония) при выгорании $z \approx x$ основные проблемы связаны с повреждением топлива. Но даже если такое выгорание будет достигнуто, (на что указывают эксперименты на реакторе БОР-60), стоимость фабрикации МОХ-ТВЭЛов относительно малого диаметра остается весьма высокой, а переработка ЯТ традиционными водными методами (имеются в виду требования по критичности водных растворов топлива с высоким содержанием плутония и разложение органического экстрагента при большой радиоактивности) является дорогостоящей технологией с большим количеством отходов, требующей больших заводов и разветвленного дальнего транспорта облученного и свежего ЯТ.

Переход от оксидного к более плотному и теплопроводному топливу умеренной энергонапряженности с равновесным составом ($x \approx 10 \%$ по плутонию) и отказом от U-бланкета ($K_{\text{В}}=K_{\text{В}} \approx 1$), с ТВЭлами $d \approx 10$ мм и к методам переработки ЯТ без разделения урана и плутония позволяет рассчитывать на снижение стоимости технологий замкнутого ЯТЦ.

Разработанная в ГНЦ РФ НИИАР технология виброуплотнения оксидного топлива, в том числе с добавлением к диоксиду металлического урана для увеличения плотности, теплопроводности и снижения кислородного коэффициента, возможно, окажется наиболее экономичной для МОХ-топлива. Для быстрых же реакторов нового поколения предпочтительным представляется сегодня моноснитридное топливо из прессованных таблеток.

Недостатки металлического топлива связаны с фазовыми переходами при температурах, близких к рабочим, взаимодействием со стальными оболочками (при температурах 780 К для плутония, 920 К для урана и 1020 К для тройного U-Pu-Zr-сплава) с образованием легкоплавких эвтектик, взаимодействием металлического топлива со свинцом, что определяет малые запасы до разрушения в авариях с ростом температур, распуханием, газовыделением и механическим воздействием на оболочки.

Основными причинами выбора моноснитридного, а не карбидного топлива явились высокая скорость окисления и пирофорность карбида, создающие проблемы при фабрикации и обращении с облученным топливом при нарушении плотности оболочек.

Недостатком моноснитридного топлива является заметное поглощение нейтронов в реакции $^{14}\text{N}(n, p)^{14}\text{C}$, ведущее к ухудшению нейтронного баланса и образованию экологически опасного ^{14}C . Для единичного опытного реактора средней мощности или небольшой серии таких реакторов эта проблема не является столь актуальной. Но для крупномасштабной энергетики, возможно, более предпочтительным будет нитридное топливо с азотом, обогащенным изотопом ^{15}N , что может оказаться выгодным и экономически.

12.2. Тяжелый жидкометаллический теплоноситель

В сравнении с натрием свинцовый теплоноситель имеет три важных преимущества: высокую температуру кипения (2600 К при давлении 1 МПа), химическую пассивность при контакте с водой и воздухом и низкую собственную радиоактивность. Это позволяет реализовать преимущества быстрого реактора в отношении безопасности и экономики, упростить его конструкцию и управление.

Кроме того, малые замедление и поглощение нейтронов в свинце позволяют увеличить его объемную долю в активной зоне до 60 %, снизить подогрев до 120 К и максимальную скорость до 1,8 м/с при существенном снижении мощности на прокачку и высоком уровне естественной циркуляции.

Недостатками свинца, определившими предпочтение, отданное ранее натрию в качестве теплоносителя быстрого реактора, являются:

- высокий удельный вес и более низкая теплопроводность, ограничивающие скорость его прокачки и препятствующие достижению высокой энергонапряженности для сокращения времени удвоения плутония;
- растворение в свинце компонентов стали и его высокая коррозионная активность;
- высокая температура плавления ($T_{пл}=600$ К), приводящая к повышению температурного уровня и к опасности застывания свинца при нарушении режима охлаждения.

Последнее обстоятельство послужило причиной использования в судовых реакторах свинцово-висмутовой эвтектики с $T_{пл}=400$ К. Однако высокий уровень активности этого теплоносителя по ^{210}Po (~ в 20 тыс. раз выше, чем при использовании свинца), высокая стоимость висмута (~ в 10 раз выше, чем стоимость свинца), ограниченные ресурсы и объемы производства висмута (по состоянию на 1999 г. учтенные запасы висмута в мире составляли 110 тыс. т, производство висмута - около 3600 т/год*) не позволяют использовать свинцово-висмутовый сплав в качестве теплоносителя для развития крупномасштабной ядерной энергетики. В то же время, учитывая освоенность свинцово-висмутового теплоносителя, его можно рассматривать применительно к быстрому экспериментальному реактору, а также реакторам малой энергетики.

Коррозионное взаимодействие свинцового теплоносителя с оболочкой твэлов из сталей разных классов при дозированном содержании кислорода в свинце изучалось в ГНЦ РФ ФЭИ и ЦНИИ КМ “Прометей” на циркуляционных свинцовых стендах. Нарботанный ресурс составил 12 500 ч.

Жидкотемпературное охрупчивание теплоносителем оболочки из стали ферритно-мартенситного класса не обнаружено. Стендовые коррозионные испытания и термодинамические расчеты подтвердили совместимость жидкого свинца и конструкционных сталей при создании оксидных защитных покрытий. Теплоноситель с определенной концентрацией растворенного в нем кислорода может формировать и сохранять эти покрытия. По экстраполяционной оценке за время работы твэла в активной зоне в течение 35 тыс. ч при $T=920$ К ожидаемая глубина повреждения наружной поверхности оболочки из стали ферритно-мартенситного класса не превысит 120 мкм, а глубина износа металла - 60 мкм.

В ГНЦ РФ ВНИИНМ на макетах твэлов экспериментально изучалась совместимость смешанного нитридного топлива и сталей ферритного и ферритно-мартенситного класса между собой и с чистым свинцом (марки С000), являющимся контактным слоем между топливом и оболочкой. Эксперименты проводились при температурах 920 и 1070 К в течение 500 ч и показали, что в этих условиях оболочки и топливо сохраняют свою целостность. Кратковременные нагревы (~10-50 ч) до 1470 К также не выявили взаимодействия топлива с оболочкой.

Термодинамический анализ и прямые лабораторные эксперименты в контакте с воздухом при $T=1170-1470$ К доказали, что процессов воспламенения, вспышек и

* По данным US Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, January 2001.

горения свинца не происходит даже в присутствии источника зажигания в виде мощного искрового разряда, периодически включаемого во время эксперимента.

Свойства свинца позволяют существенно упростить конструкцию реактора, перейти на двухконтурную схему охлаждения, пассивный отвод остаточного тепла за счет естественной циркуляции воздуха. Становится возможной чисто бассейновая конструкция с размещением реактора в теплоизолированной бетонной шахте.

12.3. Технологическое усиление элементов естественной безопасности

Повышению устойчивости к тяжелым авариям реактора естественной безопасности способствуют следующие технические решения:

- Большой шаг решетки твэлов допускает использование бесчехловых ТВС, что исключает локальные потери охлаждения ТВС и обеспечивает высокий уровень естественной циркуляции для пассивного отвода тепла ($G_{e.ц.} > 0,1 G_{ном.}$).
- Заполнение зазора свинцом между топливными таблетками и оболочкой увеличивает теплопроводность твэла, уменьшает максимальную температуру топлива до $T < 1200$ К, выход газовых осколков под оболочку и исключает взаимодействие оболочки с топливом при радиационном распухании последнего, что в конечном счете снижает внутреннее давление на оболочку.
- Стабилизаторы шага ТВС и термомеханические усилители, установленные на головках ТВС, исключают их сближение при снижении температуры свинца на входе в активную зону ниже номинальной и увеличивают зазоры между ними при недопустимом росте температуры свинца на выходе из активной зоны.
- Обратная связь по напору теплоносителя на входе в активную зону обеспечивает снижение мощности при снижении расхода. При отключении всех насосов и переходе на естественную циркуляцию снижение столбов свинца вводит отрицательную реактивность $\Delta\rho = 0,3$ %, вызывающую остановку реактора.
- Свинцовый отражатель, имеющий лучшие альбедные характеристики по сравнению с урановым бланкетом, улучшает выравнивание радиального распределения мощности, особенно в периферийных частях активной зоны.
- Расход через активную зону определяется создаваемой насосами разностью уровней столбов горячего и холодного теплоносителя, а не напором насосов. При этом исключается неравномерность расхода свинца через ПГ и активную зону в случае остановки одного или нескольких насосов и обеспечивается инерция принудительной циркуляции теплоносителя при отключении всех насосов (~20 с).
- Пассивные системы аварийного расхолаживания и отвода остаточного тепла естественной циркуляцией воздуха не имеют ограничений по времени теплоотвода.

12.4. Выводы

■ Традиционный подход к безопасности допускает технические решения, не исключающие потенциальную опасность тяжелых аварий быстрого разгона, потери теплоносителя и средств отвода остаточного тепла, пожаров, паровых и водородных взрывов, имевших место на АЭС "Три-Майл-Айленд" в США и Чернобыльской АЭС:

- большие запасы ($\gg \beta_{эф}$) и эффекты реактивности, например пустотный эффект в быстрых реакторах;

- небольшие температурные запасы до кипения теплоносителя и высокое его давление с опасностью аварий с потерей теплоносителя и реализацией в некоторых реакторах положительного пустотного эффекта;
 - применение химически активных с воздухом и водой горючих веществ (натрий, ранее - органический теплоноситель), образование в авариях взрывоопасных количеств водорода и т.д.
- Вероятностный подход к обоснованию безопасности по отношению к авариям с катастрофическими последствиями имеет свои ограничения, особенно при формировании критериев и оценке безопасности долговременного развития ядерной энергетики больших масштабов, которая вырабатывает в следующем веке и далее более 10^6 реакторо-лет:
- Общество едва ли примет какой-либо критерий безопасности АЭС, кроме исключения аварии чернобыльского масштаба, а это требует снижения вероятности по меньшей мере до 10^{-7} - 10^{-8} .
 - Расчетные оценки столь малых вероятностей не имеют ни убедительных теоретических, ни тем более опытных оснований при опыте $\sim 10^4$ реакторо-лет. Вероятности террористических, военных и многих других человеческих действий вообще не имеют устойчивых прогнозируемых значений.
 - Традиционный способ снижения вероятности тяжелых аварий наращиванием систем безопасности АЭС уже привел к значительному удорожанию “ядерного” электричества, а при увеличении масштабов ядерной энергетики и связанном с этим ужесточением требований безопасности может привести к потере ее конкурентоспособности.
- По своим физическим и техническим принципам быстрые реакторы с жидкометаллическим охлаждением имеют наибольший потенциал внутренне присущей безопасности, а следовательно, и экономичности, далеко не полностью реализованный в их первом поколении.
- Использование высокоплотного и высокотеплопроводного мононитридного топлива в быстром реакторе без уранового бланкета со свинцовым теплоносителем позволяет:
- исключить быстрый разгон за счет снижения пустотного и мощностного эффектов реактивности и ограничения полного запаса реактивности, включая нептуниевый эффект $\Delta\rho_{\text{tot}} \approx \beta_{\text{эф}}$, что позволяет эффективно использовать для саморегулирования реактора небольшие эффекты реактивности, связанные с температурным расширением конструкций и изменением утечки нейтронов;
 - снизить среднюю рабочую температуру топлива до < 1000 К, уменьшить выход газовых осколков, разгрузить от давления оболочки твэлов, повысить надежность ТВС в номинальных и аварийных режимах;
 - обеспечить полное воспроизводство топлива в активной зоне ($K_{\text{ВА}} \approx 1$) и компенсировать изменение реактивности при выгорании.
- В сравнении с натрием свинцовый теплоноситель имеет три важных преимущества: высокую температуру кипения (2600 К при давлении 1 МПа), химическую пассивность при контакте с водой и воздухом и низкую собственную радиоактивность. Это позволяет реализовать преимущества быстрого реактора в отношении безопасности и экономичности, упростить его конструкцию и управление. Кроме того, малые замедление и поглощение нейтронов в свинце позволяют увеличить его объемную долю в активной зоне до 60 %, снизить подогрев до 120 К и максимальную скорость до 1,8 м/с при существенном снижении мощности на прокачку и высоком уровне естественной циркуляции.

- Свойства свинца позволяют существенно упростить конструкцию реактора, перейти на двухконтурную схему охлаждения, становится возможной чисто бассейновая конструкция с размещением реактора в теплоизолированной бетонной шахте.
- Реализации свойств естественной безопасности быстрого реактора с нитридным топливом и свинцовым теплоносителем, наиболее полно проявляемых в тяжелых авариях, способствуют технические решения, воплощенные в конструкции активной зоны и контуров охлаждения.

ГЛАВА 13

■■■ Радиационная эквивалентность радиоактивных отходов и использованных сырьевых элементов

13.1. Сравнение свойств сырьевых материалов и долгоживущих высокоактивных отходов

Естественная безопасность ЯТЦ. Энерговыведение и радиоактивность основных элементов долгоживущих отходов современной мировой ядерной энергетики - америция, кюрия, нептуния и др. - малы в сравнении с энерговыведением и активностью ($\sim 10^{15}$ Ки) от 10^{14} т U и втрое большей массы Th, содержащихся в недрах Земли. Тем не менее обращение с РАО вместе с экономикой и безопасностью АЭС, топливным балансом и нераспространением остаются главными проблемами на пути овладения неисчерпаемыми ресурсами дешевого ядерного топлива.

Ради этой цели в 40-е годы, в ходе создания ядерного оружия была начата работа по мирной ядерной энергетике, на первом этапе - путем конверсии военной ядерной техники. Предполагалось, что будут вводиться быстрые реакторы на Pu, извлекаемом из тепловых реакторов на ^{235}U , и развиваться крупномасштабная энергетика, не имеющая в дальнейшем ограничений по топливным ресурсам. Такая энергетика оказалась в то время и невостребованной, и технически неподготовленной.

В настоящее время задача состоит в развитии на основе накопленного за полвека опыта ядерной технологии, отвечающей и складывающимся новым условиям, и требованиям экономики, экологии и безопасности, какими они видятся теперь. Эти требования кажутся слишком разнородными и даже противоречивыми, чтобы они могли быть удовлетворены единой технологией. Анализ, однако, показывает, что в самой физике ядерного горения, наряду с грозными опасностями, заложены и возможности их предотвращения, далеко не реализованные в современной ядерной технике, а созданный арсенал технических средств позволяет выбрать технические решения, адекватные задаче.

Уникальный избыток нейтронов в цепной реакции на быстрых нейтронах в цикле U-Pu, послуживший еще в 40-е годы Э. Ферми, А. Лейпунскому и другим выдающимся физикам фундаментом при выборе ими быстрых реакторов в качестве основы ядерной энергетики, кроме воспроизводства Pu, может быть направлен и на решение проблем безопасности реакторов, нераспространения (топливо равновесного состава с $\text{KVA} \approx 1$, с отказом от уранового бланкета и операции выделения плутония) и радиоактивных отходов (сжигание долгоживущих отходов при делении быстрыми нейтронами нечетных и четных нуклидов при минимальной затрате нейтронов).

Полностью должны быть использованы для безопасности реактора эффекты саморегулирования обратными связями, в первую очередь эффект Доплера, исключены эффекты отравления.

Плотное, теплопроводное, радиационно- и теплостойкое топливо (UN-PuN вместо MOX), химически пассивный, высококипящий теплоноситель (Pb с использованием опыта работы на Pb-Bi в транспортных реакторах) вместо воды, натрия или газа, высокий уровень естественной циркуляции теплоносителя и охлаждающего воздуха способствуют предотвращению реактивных аварий, аварий с потерей теплоносителя или потерей охлаждения, пожаров и водородных взрывов, обеспечивают надежный отвод остаточного тепла.

Темпы роста мирового энергопроизводства 5-7 %/год в послевоенные десятилетия (в СССР до 12 %/год) теперь резко снизились, прогнозируемое увеличение производства энергии вчетверо в начавшемся веке означает средние темпы менее 1,5 %/год. Вместе с накоплением в ОЯТ тепловых реакторов мира тысяч тонн Pu это позволяет отказаться от требования высоких темпов бридинга и даже на первых порах от избыточного производства Pu быстрыми реакторами, подчинив их разработку исключительно достижению наивысших показателей экономичности и безопасности.

Высокая стоимость современных АЭС связана с обеспечением их безопасности наращиванием инженерных систем и барьеров, требований к оборудованию и персоналу. Обеспечение безопасности, главным образом исключением потенциально опасных технических решений и за счет присущих цепной реакции, топливу, теплоносителю физических и химических качеств и закономерностей, позволяет достичь убедительно прогнозируемой безопасности одновременно с упрощением конструкций и удешевлением АЭС.

Подход внутренне присущей (естественной) безопасности вместо прежнего "инженерного" подхода, предложенный после ТМІ А.Вейнбергом, должен лечь в основу разработки перспективных АЭС и получить распространение на весь топливный цикл, включая и обращение с РАО.

В публикации [89] и др. показано, что его последовательное осуществление, начиная с исходных технических решений, позволяет детерминистически исключить наиболее тяжелые аварии при любых ошибках персонала или отказах оборудования и даже при внешних воздействиях, кроме, разумеется, ядерных или других экстремальных воздействий с разрушением АЭС и реактора.

Из публикаций можно понять, в каком смысле и с какой степенью приближения к идеалу используется термин "детерминистическая безопасность", что позволяет нам избежать схоластических дискуссий по поводу абсолютов.

Вероятностные оценки надежности остаются полезным инструментом анализа, но расчетные вероятности на уровне $\sim 10^{-8}$ не имеют под собой ни опытных (опыт пока менее 10^4 реакторо-лет), ни убедительных теоретических оснований, так что в качестве доказательств безопасности крупной энергетики, которая выработает в начинающемся веке во всем мире около 10^6 реакторо-лет, эти расчеты не годятся. Но детерминистическая безопасность может быть обоснована при исключении быстрого разгона за счет запасов и эффектов реактивности менее $\beta_{эф}$, отсутствия кипения или горения теплоносителя и с учетом возможности потери теплоносителя. Это - не недостижимая абсолютная безопасность, поскольку учитываются типы и уровень воздействий, приводящих к выбросам радиоактивности.

Вероятности падения крупного астероида или других естественных воздействий обычно могут быть оценены, но, как уже отмечалось выше, террористические,

военные или другие человеческие действия в большой степени зависят от быстро изменяющихся социальных и политических условий и не имеют устойчивой вероятностной оценки.

Подобная ситуация складывается с радиоактивными отходами, обоснование безопасности захоронения которых сталкивается с недостаточной надежностью геологических прогнозов на сотни тысяч лет. По отношению к ним естественная безопасность состоит в снижении радиотоксичности РАО до уровня извлекаемого из земли урана и в их радиационно-эквивалентном захоронении, физическое содержание которого и степень приближения к идеалу обсуждаются в публикациях и ниже, как и практические способы осуществления.

Потенциальные ресурсы дешевого урана $\sim 10^7$ т будут израсходованы тепловыми реакторами в пределах начавшегося века, оставив в районах добычи радиоактивные "хвосты" с продуктами распада урана, в т.ч. долгоживущими Th, Ra (всего $\sim 5 \cdot 10^7$ Ки) по радиотоксичности (долгоживущая α -активность) много больше Чернобыля.

При добыче урана с соизвлечением Th, Ra и их включением в схему обращения с актиноидами радиоактивность "хвостов" снизится достаточно быстро, облегчив реабилитацию этих районов и освободив место для захоронения РАО в эквивалентных количествах.

Израсходовав в мире 10^7 т урана, тепловые реакторы в открытом цикле накопят в ОЯТ $\sim 10^4$ т делящегося Pu вместе с его высшими изотопами и минорными актиноидами, в том числе америцием, всего около 10^{10} Ки долгоживущей в основном α -активности. Равновесная β - γ -активность продуктов деления в ОЯТ составит 10^{12} - 10^{13} Ки.

При подготовке развития ЯЭ не видно острой необходимости в создании специальных реакторов-сжигателей, подкритических систем с ускорителями или каких-либо иных, как и в форсировании переработки ОЯТ тепловых реакторов и в замыкании по плутонию их топливного цикла. Много дешевле выдержка ОЯТ в хранилищах, пока не получат развитие быстрые реакторы, значительно более эффективные в использовании плутония и сжигании отходов.

Полная масса в мире $\sim 10^4$ т плутония, возможно, вместе с $\sim 1,5 \cdot 10^4$ т невыгоревшего ^{235}U в ОЯТ позволят запустить несколько тысяч ГВт быстрых реакторов умеренной энергонапряженности без большого избыточного производства плутония (ИКВА=0,05), что покрывает значительную часть или даже весь ожидаемый в текущем веке прирост мировых потребностей в энергии. Эти реакторы могут проработать на урановом отвале несколько тысяч лет, а затем сколь угодно долго на уране из бедных месторождений. В отдаленном будущем тепловые реакторы смогут подпитываться ^{233}U из торцевой Th-зоны воспроизводства быстрых реакторов (ИКВЗВ=0,05).

Малоактивный нептуний из ОЯТ может быть сброшен в разбавленном виде в отходы или возвращен в быстрые реакторы с топливом подпитки для сжигания или практического использования в виде образующегося ^{238}Pu . Кюриум лучше выделить из ОЯТ и после 70-100-летней выдержки вернуть в реакторы для сжигания вместе с продуктом его распада - плутонием. Америций и, возможно, нептуний будут обращаться в топливном цикле быстрых реакторов с равновесным составом топлива.

Равновесная α -активность топлива быстрых реакторов несколько ниже, чем в ОЯТ тепловых реакторов (3 - $5 \cdot 10^9$ Ки). При снижении потерь актиноидов в отходы до $\sim 0,1\%$, что и является главной и выполнимой задачей радиохимической технологии (для быстрых реакторов при этом предпочтительны "сухие" методы), за ~ 20 перегрузок в течение века в отходы уйдет $(6$ - $10) \cdot 10^7$ Ки, несколько больше, чем будет к тому времени извлечено активности из Земли с ураном. Много меньшая, по сравнению с ураном, скорость миграции плутония и минорных актиноидов в грунтах

дает некоторый запас, который, правда, в течение нескольких веков будет исчерпан, что потребует от технологии снижения потерь актиноидов в отходы.

Что касается продуктов деления, то долгоживущие и малоактивные йод и технеций стоит извлечь, чтобы в дальнейшем вернуть их в реакторы для трансмутации.

Стронций и цезий (период полураспада $T_{1/2} \approx 30$ лет) стоило бы утилизировать в источниках тепла и γ -излучения, возможно, на самих АЭС. Остающиеся продукты деления за 100-200 лет выдержки в хранилищах распадутся на 2-3 порядка, упростив их захоронение.

Представляет интерес сравнение различных качеств отходов и сырья как в глобальном приближении, в масштабах планеты, так и локально, ограничиваясь естественно радиоактивным в начале местом добычи урана, которое подходит для захоронения такой же активности отходов при выполнении ряда условий.

Параметры для сравнения. Общепринятым параметром для сравнения радиационных качеств сырьевых материалов (природных урана и тория или их руды) и элементов из числа долгоживущих высокоактивных отходов (ДВАО) ядерной энергетики является использование допустимой концентрации (Ки/л) или дозовых коэффициентов (Зв/Бк) при вдыхании или глотании. Результат умножения дозового коэффициента на активность данной массы и в данный момент времени нуклида или элемента (Бк) может быть назван *радиотоксичностью или потенциальной биологической опасностью (ПБО)* отходов и сырьевых материалов. Эти параметры выражаются в зивертах и представляют собой дозу, которую может получить человек за 50 лет внутреннего облучения от всех распадов при поступлении с пищей или воздухом в его организм за 1 с такой массы нуклида, активность которой равна 1 Бк. Эта доза может соответствовать определенной энерговыработке реактора, например 1 ГВт(эл.)·год или 8,76 ТВт·ч, или 1 т продуктов деления, образующейся при такой энерговыработке.

Используя *радиационные коэффициенты*, равные отношению дозовых коэффициентов ^{238}U и нуклидов из числа отходов, можно получить *радиационно-эквивалентную урану-238 активность** отходов, равную сумме отношений реальной активности к радиационным коэффициентам. Эта активность сравнивается с эквивалентной ^{238}U активностью сырья. Для этого реальная активность нуклидов из радиоактивного семейства ^{238}U , равная в состоянии векового равновесия активности ^{238}U , также делится на радиационные коэффициенты.

При сравнении опасности отходов и сырьевых элементов можно дополнительно использовать *миграционные коэффициенты*, равные, например, отношению коэффициентов задержки элементов из числа отходов и урана. Коэффициент задержки равен отношению скорости миграции воды в кристаллических породах *к скорости миграции элемента*. *Радиационно-миграционная эквивалентная активность* отходов получается делением радиационно-эквивалентной активности на миграционные коэффициенты. Данная процедура позволяет сравнить радиационные и миграционные качества долгоживущих высокоактивных отходов и сырьевых элементов.

Сравнивать можно и другие качества отходов и сырья, а также воздействие отходов и сырья на растительный и животный мир (биоту), упаковку сырьевых материалов в природе и техногенную упаковку отходов и, возможно, ряд других параметров.

* Радиационно-эквивалентная активность - форма активности нуклида, в которой каждый распад эквивалентен по вредному воздействию на организм человека распаду ^{238}U .

Общее время распада ДВАО и сырьевых элементов. Для оценки, в качестве представителя сырьевых элементов возьмем ^{238}U вместе с его радиоактивным семейством. Общую продолжительность распада оценим как сумму периодов полураспада долгоживущих нуклидов, в которые распадается i -й начальный нуклид, для сравнения с ^{238}U используем коэффициент:

$$K_{i,i} = \Sigma T_{1/2,i} / \Sigma T_{1/2,U238}.$$

При непосредственном сравнении периодов полураспада (с учетом вклада элемента в радиационно-эквивалентную активность отходов [90]) ДВАО оказываются в 3,3 раза более короткоживущими, чем природный уран (в среднем $K_i=0,3$). Максимальный вклад в активность ДВАО (актиноиды) дает ^{240}Pu (распад в ^{232}Th), на второй ступени по вкладу в активность находятся ^{239}Pu , ^{243}Am , 244 , ^{246}Cm , на третьем уровне - ^{242}Pu , ^{241}Am , 243 , ^{248}Cm . Сами коэффициенты K_i максимальны в случае ^{236}U , ^{240}Pu , 244 , ^{248}Cm (все распадаются в ^{232}Th) и в 3 раза выше, чем K_i ^{238}U .

Итак, важным качеством ДВАО, с точки зрения принципа радиационной эквивалентности, является в среднем в 3 раза меньшее время полного спада активности по сравнению с природным ураном.

Такой подход является умеренным и коэффициент, соответствующий меньшей "долгоживучести", может быть использован наряду с радиационными и миграционными коэффициентами работы [89], а эквивалентная активность отходов может быть записана в виде $A_{\text{эв}} = A_{\text{реал}} K_i / (K_{\text{рад}} \cdot K_{\text{мигр}})$.

Удельное энерговыделение и нейтронная активность ДВАО и сырьевых элементов. Сравнение сырья и отходов по долгоживущей α -активности относится и к долговременному спаду энерговыделения, так как в основном именно α -активность определяет энерговыделение.

Сравнение спада нейтронной активности отходов и сырья учитывает присутствующее в обоих случаях спонтанное деление и (α , n) - реакции на легких ядрах. Заметим, что энерговыделение и нейтронная активность определяются в основном кюрием и довольно быстро спадают.

При выработке 1 т ПД в открытом ЯТЦ потребляется 200 т природного урана ($U_{\text{прир}}$). Активность 1 т $U_{\text{прир}}$ зависит от наличия операции соизвлечения с ураном радия (^{226}Ra) и тория (^{230}Th) с последующей их трансмутацией и равна 4,7 Ки/т $U_{\text{прир}}$ с соизвлечением и 1,37 Ки/т $U_{\text{прир}}$ без соизвлечения радия и тория [89]. В первом случае полная активность $U_{\text{прир}}$ равна 940 Ки/т ПД, во втором - 270 Ки/т ПД. Баланс сырья и отходов по α -активности достигается в открытом ЯТЦ при времени выдержки $\sim 10^5$ (с соизвлечением радия и тория) и $\sim 10^6$ (без их соизвлечения) лет соответственно, что свидетельствует в пользу замены открытого ЯТЦ на замкнутый трансмутационный ЯТЦ.

Энерговыделение сырьевых элементов в земной коре и в ДВАО ядерной энергетики мира. Оценим масштаб ядерной энергетики, которая имеет такую же мощность* долгоживущих высокоактивных отходов, какую имеют сырьевые элементы (U, Th) в недрах всей планеты или в верхнем слое толщиной 1 км. В качестве исходных используем следующие данные:

тепловой поток из недр, пересекающий поверхность Земли

$$g = 5 \cdot 10^{-6} \text{ Дж}/(\text{см}^2 \cdot \text{с}) = 3,1 \cdot 10^7 \text{ МэВ}/(\text{см}^2 \cdot \text{с}), \quad (1)$$

в недрах Земли содержится $M_U = 10^{14} \text{ т U}$ и $M_{\text{Th}} \sim 2,5 \cdot 10^{14} \text{ т Th}$. (2)

* Мощность радиоактивных отходов – мощность остаточного энерговыделения радиоактивных нуклидов, поступающих в отходы при переработке ОЯТ.

Оценим g (1) на основании данных (2). С учетом радиоактивного семейства каждый распад ^{238}U дает $n_{\text{расп}}=14$ распадов со средней энергией $E_{\text{расп}}=3,3$ МэВ, распад тория - 10 распадов со средней энергией 4,1 МэВ каждый.

Мощность урана или тория:

$$W=\lambda N \cdot n_{\text{расп}} \cdot E_{\text{расп}}, \quad N=10^6 \cdot M_U \cdot N_A / A_r,$$

где $N_A=6,022 \cdot 10^{23}$ - число Авогадро; A_r - молярная масса; λ - постоянная распада, с^{-1} .

С учетом $T_{1/2, U}=4,51 \cdot 10^9$ лет и $T_{1/2, Th}=1,41 \cdot 10^{10}$ лет, получим

$$W_U=5,7 \cdot 10^{25} \text{ МэВ/с}, \quad W_{Th}=4,2 \cdot 10^{25} \text{ МэВ/с};$$

$$W_U + W_{Th}=9,8 \cdot 10^{25} \text{ МэВ/с}=1,6 \cdot 10^{13} \text{ Дж/с}=1,6 \cdot 10^4 \text{ ГВт}. \quad (3)$$

Учитывая площадь поверхности Земли $S_{\text{зем}}=5,1 \cdot 10^{18} \text{ см}^2$, получим поток тепла через поверхность $g=3,1 \cdot 10^{-6} \text{ Дж/(см}^2 \cdot \text{с)}$, что на 60 % меньше величины, приведенной в (1). Это связано, скорее, с несогласованностью исходных данных, чем с вкладом в тепловой поток других элементов и может быть принято для оценки, так как снижение g идет в запас (занижает "допустимую" мощность ЯЭ).

Мощность ДВАО от ЯЭ оценим на основании постулата о том, что представителем ДВАО можно принять 32 кг ^{241}Am , наработанного в ВВЭР за кампанию топлива $T_a=3$ года на мощности $W_{\text{эл}}=1$ ГВт и после 100 лет выдержки с распадом ^{241}Pu в америций.

Тогда за 1 ГВт·год (~1 т ПД) образуется с учетом выдержки 32 кг ^{241}Am . При $T_{1/2}=433$ года и $E_{Am}=5,5$ МэВ, получим, что энерговыработке 1 ГВт·год соответствует наработанная мощность ДВАО (т.е. ^{241}Am):

$$W_{Am}=2,1 \cdot 10^{16} \text{ МэВ/с}=3,4 \text{ кВт/ГВт·год} \quad (4)$$

Если сравнивать мощность 32 кг ^{241}Am с мощностью U и Th в объеме всего земного шара, то разделив (3) на (4), получим допустимую энерговыработку:

$$WT_{ЯЭ}=4,7 \cdot 10^9 \text{ ГВт·год} \quad (5)$$

т.е. мировая ЯЭ может работать 10^9 лет на мощности $4,7 \cdot 10^4$ ГВт(эл.).

Если сопоставить допустимую мощность ЯЭ и мощность U и Th в слое толщиной 1 км, то учитывая соотношение объемов слоя и Земли $V_{\text{сл}}/V_{\text{зем}}=4,7 \cdot 10^{-4}$, получим:

$$WT_{ЯЭ}=2,2 \cdot 10^6 \text{ ГВт·год} \quad (6)$$

т.е. мировая ЯЭ может работать 1000 лет на мощности $2,2 \cdot 10^3$ ГВт(эл.), что только в ~5 раз выше современной мощности ЯЭ в мире, если учитывать накопление ДВАО (^{241}Am) в течение 1000 лет. Выбранное время сопоставимо с временем выхода ^{241}Am в стационарное состояние: $T_0 \sim 1/\lambda_{Am}=660$ лет.

Следовательно, оценки допустимой мощности ЯЭ, опирающиеся на мощность U и Th в слое земли толщиной 1 км, показали недостатки открытого ЯТЦ и целесообразность внедрения трансмутационного ЯТЦ, в котором долю плутония и америция в отходах можно снизить до 0,1 %. Тогда баланс энерговыделения ДВАО и сырья в слое 1 км достижим при мощности ЯЭ $2,2 \cdot 10^4$ ГВт и времени действия 10^9 лет.

Потенциальная биологическая опасность сырьевых элементов в земной коре и ДВАО в ядерной энергетике мира. По аналогии с предыдущим разделом, определим допустимый уровень и время действия ЯЭ мира в открытом цикле путем сравнения потенциальной биологической опасности природных U и Th с ПБО долгоживущих высокоактивных отходов. В качестве представителя ДВАО примем 32 кг ^{241}Am ,

* Под допустимой мощностью ядерной энергетике понимается мощность ядерной энергетике, отходы которой имеют параметры (энерговыделение, активность или др.), равные по величине аналогичным параметрам исходных сырьевых материалов, используемых при работе АЭС.

образующегося в ВВЭР-1000 при энерговыработке ~1 ГВт·год и наработке 1 т продуктов деления, после выдержки ОЯТ в течение 100 лет [91].

ПБО (Зв) оценим как произведение активности A_i элемента или нуклида (Бк) на дозовые факторы E_i (Зв/Бк) [92], приведенные для U и Th для глотания (ingestion):

$$\text{ПБО}_i = A_i \cdot E_i, \quad A_i = \lambda_i \cdot N_i, \quad N_i = 10^6 M_i \cdot N_A / A_{r,i},$$

где M_i (массы i -го элемента) взяты для слоя земли толщиной 1 км. Результаты расчета приведены в табл.13.1.

Таблица 13.1. Сравнение дозы от урана и тория в слое земли толщиной 1 км с дозой от ДВАО на примере 32 кг ^{241}Am /ГВт(эл.)·год

Элемент	$M_{\text{земля, т}}$	$M_{\text{слой, 1 км, т}}$	$N\lambda$, расп/с	ΣE_i , Зв/Бк (ingestion)	Элемент	$N\lambda \Sigma E_i$, Зв (ingestion)	$(N\lambda \Sigma E_i)_{\text{U,Th}} / (N\lambda \Sigma E_i)_{\text{Am}}$ (ingestion)
U	$1 \cdot 10^{14}$	$4,7 \cdot 10^{10}$	$5,8 \cdot 10^{20}$	$3,9 \cdot 10^{-6}$	U	$2,3 \cdot 10^{15}$	$2,9 \cdot 10^6$
Th	$2,5 \cdot 10^{14}$	$1,18 \cdot 10^{11}$	$4,8 \cdot 10^{20}$	$1,03 \cdot 10^{-6}$	Th	$4,9 \cdot 10^{14}$	$6,4 \cdot 10^5$
^{241}Am		32 кг			^{241}Am	$7,66 \cdot 10^8$	$\Sigma = 3,6 \cdot 10^6$, ГВт год
					Время, лет		1000
					W, ГВт(эл.)		3600

Из табл.13.1 видно, что при сравнении доз по глотанию допустимая мощность ЯЭ мира на 1000-летнем интервале составляет 3600 ГВт, что позволяет повысить мощность современной ЯЭ в открытом цикле примерно на порядок.

Таким образом, оценка допустимого уровня ЯЭ по дозам при сравнении с природными ураном и торием в слое земли толщиной 1 км говорит в пользу замкнутого трансмутационного цикла.

Активность сырьевых элементов в земной коре и активность ДВАО в ядерной энергетике мира. Сравнение активности ДВАО и сырья проведем для U и Th, находящихся не во всем объеме Земли, а в слое толщиной 1 км. Наиболее вероятно, что из такого слоя (в среднем) будет добываться сырье и в нем будут захораниваться отходы. При нормировке активности отходов на 1 ГВт(эл.)·год можно оценить общую мощность ядерной энергетике мира и время ее действия в условиях баланса активности отходов и сырья.

При оценке активности природного урана учтем ^{238}U и 13 членов его радиоактивного семейства, для ^{232}Th - 9 членов. Предполагается совместное извлечение с природным ураном и трансмутация долгоживущих членов семейства ^{238}U - тория (^{230}Th) и радия (^{226}Ra) и, возможно, ^{231}Pa -члена семейства ^{235}U (в семействе ^{232}Th нет долгоживущих членов). Активность сырьевых элементов и их масса составляют:

Активность, Ки

	в Земле	в слое 1 км	(7)
Уран	$4,7 \cdot 10^{14}$	$2,2 \cdot 10^{11}$	
Торий	$2,7 \cdot 10^{14}$	$1,29 \cdot 10^{11}$	
Σ	$7,4 \cdot 10^{14}$	$3,5 \cdot 10^{11}$	

Масса сырья, т

	в Земле	в слое 1 км
Уран	10^{14}	$4,7 \cdot 10^{10}$ (дешевый уран - 10^7 т)
Торий	$2,5 \cdot 10^{14}$	$1,18 \cdot 10^{11}$
Σ	$3,5 \cdot 10^{14}$	$1,65 \cdot 10^{11}$

Сравним активность U и Th в слое 1 км с эквивалентной сырьевым элементам по вредному воздействию на человека активностью отходов. Представителем ДВАО (при наработке 1 т ПД) примем, как и раньше, 32 кг ^{241}Am .

Реальная активность 32 кг ^{241}Am составляет $A_{\text{реал}} = 1,04 \cdot 10^5$ Ки/(ГВт·год). Радиационно-эквивалентная активность, Ки/(ГВт·год):

	$K_{\text{рад}}$	$A_{\text{рад.-экв}}$	(8)
Уран	1,4	$7,5 \cdot 10^4$	
Торий	0,52	$2 \cdot 10^5$	

Подводя баланс делением (7) на (8), получим допустимую мощность ЯЭ мира для временного интервала 1000 лет:

	ГВт(эл.)·год	T , год	W , ГВт(эл.)
за счет U	$2,94 \cdot 10^6$	1000	2940
за счет Th	$0,64 \cdot 10^6$	1000	640
Всего	$3,6 \cdot 10^6$	1000	3600

Результирующая мощность 3600 ГВт при оценке по эквивалентной активности совпадает, естественно, с оценкой по дозовым факторам, так как в обоих случаях используются одинаковые дозовые коэффициенты E_i .

Радиационно-миграционная эквивалентная активность. Кроме сравнения радиационных качеств сырья и отходов, можно сравнить и миграционные характеристики, используя в дополнение к радиационным миграционные коэффициенты. Радиационно-миграционную эквивалентную активность получим делением радиационно-эквивалентной активности на миграционные коэффициенты элементов [89].

Радиационные коэффициенты актиноидов лежат в интервале 1-0,1. В процессе выдержки радиационная опасность актиноидов возрастает до 10 раз, т.е. в результате распадов нарабатываются более опасные нуклиды. Напротив, средний для актиноидов миграционный коэффициент велик, что говорит о меньшей скорости миграции минорных актиноидов по сравнению с U.

Продукты деления и активированные элементы, входящие в состав конструкционных материалов менее опасны, чем природный уран в радиационном отношении (биологически β -активность менее опасна α -активности) и при оценке по коэффициентам задержки мигрируют медленнее урана.

Таким образом, учет миграционных коэффициентов при оценке допустимого уровня ЯЭ мира повысил бы этот уровень, по крайней мере, на порядок. Однако, возможно, что миграцию элементов следует учитывать другими, более точными методами.

Количество радона-222, испускаемое сырьевыми материалами и ДВАО. Радон-222, входящий в радиоактивное семейство ^{238}U , дает значительный вклад (до 50 %) в естественный радиоактивный фон, облучающий каждого человека. В частности, это связано с большой величиной дозового коэффициента ^{222}Rn при глотании (вклад 64 %). При вдыхании вклад ^{222}Rn в суммарный дозовый коэффициент меньше (около 10 %), но радон - газ и легче, чем другие элементы, проникает в биосферу. В случае природного тория образуется радон-220 с малым дозовым коэффициентом и малой долей вклада в общий E_i .

В состоянии векового равновесия число распадов в единицу времени ^{238}U и ^{222}Rn совпадает: $\lambda_{U8} n_{U8} = \lambda_{Rn} n_{Rn}$,

$$\begin{aligned} \text{в слое 1 км: } n_{U8} &= 1,19 \cdot 10^{38} \text{ ядер}, & \lambda_{U8} &= 4,86 \cdot 10^{-18} \text{ c}^{-1}, \\ \lambda_{Rn} &= 2,1 \cdot 10^{-6} \text{ c}^{-1} \quad (T_{1/2} = 3,82 \text{ сут}), & n_{Rn} &= 2,76 \cdot 10^{26} \text{ ядер}, \\ M_{Rn} &= 102 \text{ кг}, & \lambda n &= 5,8 \cdot 10^{20} \text{ расч/с}. \end{aligned}$$

За время существования Земли уран продиффузировал в почву и воду, образующийся при его распаде радон проникает в здания и сооружения из почвы, уран и сопутствующий ему радон присутствуют также в самих строительных материалах и стенах жилищ. Радон-222 вносит существенный вклад в природный радиационный фон и облучение людей.

При добыче урана совместно с радием и торием радон в почве не будет иметь подпитки и быстро распадется. Материнские ядра (^{230}Th , ^{226}Ra) в перспективном ЯТЦ предполагается трансмутировать.

В отходах актиноидов есть несколько нуклидов, превращающихся при распаде в ^{238}U (^{242}Pu , ^{246}Cm) или ^{226}Ra (^{234}U , ^{238}Pu , $^{242\text{m}}\text{Am}$, ^{230}Th) и способных, следовательно, через некоторое время создать равновесную концентрацию радона-222. Однако в замкнутом ЯТЦ почти все перечисленные нуклиды сжигаются или трансмутируются и проблема возникновения радона-222 в ДВАО практически отсутствует. При очень длительной выдержке ДВАО радон-222 начинает все же давать некоторый вклад в активность отходов (рис. 13.1), но к тому времени концентрация вышеперечисленных нуклидов в отходах существенно уменьшается и проблема радона-222 едва ли возникнет.

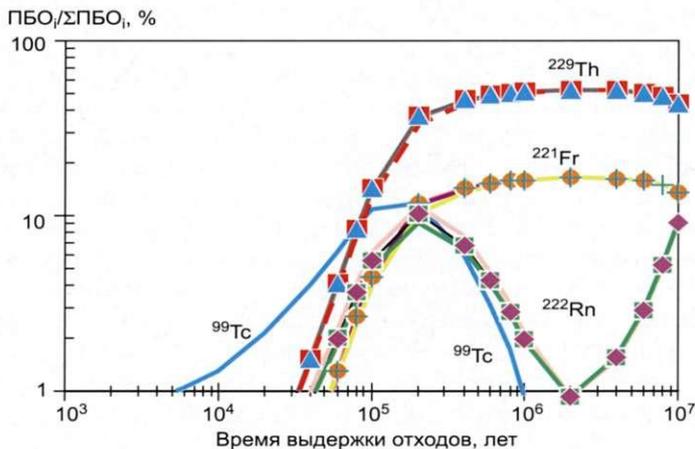


Рис. 13.1. Доля ПБО i -го нуклида в сумме ПБО отходов при большом времени выдержки

Таким образом, оценка общей продолжительности распада нуклидов по сумме периодов полураспада показала втрое меньшую долгоживучесть ДВАО по сравнению с природным ураном. Сравнение теплового потока через поверхность Земли от сырьевых элементов и отходов показало, что при их равенстве при определенных условиях допустимо повышение мощности ЯЭ по меньшей мере в 10 раз.

Сравнение активности и других параметров высокоактивных отходов ядерной энергетики мира и сырья в слое грунта толщиной 1 км на всей поверхности земного шара не выявило существенных ограничений полной мощности ядерной энергетики

и показало возможность повышения ее сегодняшнего уровня при работе в открытом ЯТЦ на порядок величины.

Наиболее естественным и существенным является сравнение характеристик ДВАО и сырья, касающихся радиационного воздействия на человека и характеристик миграции, как первой стадии при выходе и диффузии элементов ДВАО из мест захоронения в биосферу. Эти параметры более подробно рассматриваются ниже.

13.2. Радиационно-миграционная эквивалентность отходов и сырья в трансмутационном ЯТЦ

Оценка радиационной эквивалентности. Трансмутационный цикл является замкнутым ЯТЦ с переработкой топлива после T_a лет облучения в активной зоне, во время которого образовалось $M_{пд}$ тонн продуктов деления, с выделением при переработке основных и минорных актиноидов и некоторых продуктов деления для рецикла, трансмутации, хранения или использования [89]. При этом доля ξ_i i -х нуклидов из числа образовавшихся при делении долгоживущих высокоактивных отходов направляется в конечном счете на окончательное захоронение. Активность в момент захоронения может быть нормирована на 1 т ПД и сравнена с активностью сырья, например природного урана, потребленного при выработке 1 т ПД.

Возможен и интегральный подход, в котором суммарная активность всего потребленного природного урана сравнивается с полной эквивалентной активностью отходов.

Радиационная опасность одного распада каждого вида нуклидов различна и при сравнении ДВАО с ураном переведем активность i -х нуклидов в форму, эквивалентную по вредному воздействию на человека распаду ^{238}U . Такую же процедуру выполним с j -ми членами радиоактивного семейства ^{238}U . Для сравнения опасности можно использовать допустимые концентрации нуклидов в воде ДК $_i$ (Ки/л) (или в воздухе) или дозовые факторы E_i (Зв/Бк) при глотании или вдыхании.

При сравнении опасности сырья и отходов в некоторый момент времени выдержки отходов τ_0 в случае использования ДК получим равенство (баланс) *радиационно-эквивалентной урану* активности ДВАО и активности сырьевого элемента (Ки/т ПД), например природного урана, равной сумме реальной активности ^{238}U и радиационно-эквивалентной активности членов семейства ^{238}U (их число $j=13$, а вместе с ^{238}U $n_U=14$). Радиационно-эквивалентная активность является частным от деления реальной активности A_i некоторой массы нуклида в данный момент времени на радиационный коэффициент $K_{рад,i}$, равный отношению тех или иных радиационных характеристик нуклида и ^{238}U :

$$A_{рад-экв.ДВАО, ДК}(\tau_0) = A_U(\tau_0, T_{ЯЭ}), \quad (9)$$

где $A_{рад-экв. ДВАО, ДК}(\tau_0) = \sum A_i(\tau_0) \xi_i / K_{рад, ДК,i}$, $K_{рад, ДК,i(j)} = DK_{(ij)} / DK_{U238}$,

$T_{ЯЭ}$ – время действия ЯЭ.

$$A_U(\tau_0, T_{ЯЭ}) = A_{U238}(\tau_0, T_{ЯЭ}) + \sum_{j=13} A_{U238}(\tau_0, T_{ЯЭ}) / K_{рад, ДК_j},$$

$$\text{или } \sum_i A_i(\tau_0) \xi_i / (DK_i / DK_{U,сп}) = n_U A_{U238}(\tau_0, T_{ЯЭ}), \quad (10)$$

где $DK_{U,сп} = n_U / (1/DK_{U238} + \sum_{j=13} 1/DK_j)$.

Формулы (9) и (10) идентичны по результатам и отражают баланс радиационно-эквивалентной активности нуклидов ДВАО и активности природного урана.

Используя DK_i в абсолютном виде, вместо баланса эквивалентной активности получим баланс *объемов воды или воздуха*, разбавляя которыми данную массу нуклида приходим к среде, безопасной для внутреннего потребления человеком при глотании или вдыхании:

$$\sum_i V_{H_2O, i}(\tau_0) = V_{H_2O, U238}(\tau_0, T_{ЯЭ}) + \sum_{j=13} V_{H_2O, j}, \quad (11)$$

где $V_{H_2O, i}(\tau_0) = A_i(\tau_0)\xi_i/DK_i$, $V_{H_2O, U238} = A_{U238}/DK_{U238}$, $V_{H_2O, j} = A_{U238}/DK_j$.

Эти объемы можно считать показателями *радиотоксичности* данной массы нуклида в данный момент времени.

Выполняя аналогичную процедуру с дозовыми коэффициентами, получим в относительном виде баланс *радиационно-эквивалентной активности*

$$\sum_i A_{рад-экв, E, i}(\tau_0)\xi_i = A_{U238}(\tau_0, T_{ЯЭ}) + \sum_{j=13} A_{U238}/K_{рад, E, j}, \quad (12)$$

где $A_{рад-экв, E, i} = A_i/K_{рад, E, i}$, $K_{рад, E, i(j)} = E_{U238}/E_{i(j)}$,

а в абсолютном - баланс *потенциальной биологической опасности* (ПБО):

$$\sum_i ПБО_i(\tau_0)\xi_i = ПБО_{U238}(\tau_0, T_{ЯЭ}) + \sum_{j=13} ПБО_j, \quad (13)$$

где $ПБО_i = A_i(\tau_0)E_i$, $ПБО_j = A_{U238}E_j$.

Приведенные выше в виде равенства различные виды эквивалентной активности отражают радиационные свойства нуклидов и отвечают условиям *баланса* активности отходов и сырья в момент времени τ_0 . Для ПБО и усредненного дозового коэффициента семейства урана запишем условие баланса подробнее:

$$A_{рад-экв, ДВАО, E}(\tau_0) = A_U(\tau_0, T_{ЯЭ}),$$

где $A_{рад-экв, ДВАО, E}(\tau_0) = \sum_i A_i(\tau_0)\xi_i/K_{рад, E, i}$, $K_{рад, E, i} = E_{U, cp}/E_i$

$$A_U(\tau_0, T_{ЯЭ}) = n_U A_{U238, 0}(\tau_0)M_U(0)/M_{ПД}(T_{ЯЭ}), \quad E_{U, cp} = (E_{U238} + \sum_{j=13} E_j)/n_U,$$

где τ_0 - время выдержки ДВАО, образующихся к моменту времени действия ядерной энергетики $T_{ЯЭ}$, до достижения баланса между ПБО ДВАО и ПБО урана; $A_U(\tau_0, T_{ЯЭ})$ - активность, нормированная на 1 т продуктов деления, массы (т) природного урана $M_U(0)$, потребленной при развитии ЯЭ до выбранного уровня мощности, на котором происходит дальнейшая работа ЯЭ в режиме самообеспечения делящимся материалом; $M_{ПД}(T_{ЯЭ})$ - масса (т) продуктов деления, наработанных за время развития и действия ЯЭ до рассматриваемого момента времени $T_{ЯЭ}$; $A_{U238, 0}(\tau_0)$ - активность ^{238}U в 1 т природного урана, которая практически не зависит от времени выдержки τ ; n_U - число членов семейства ^{238}U , активность которых может учитываться вместе с ^{238}U при добыче природного урана.

При извлечении из недр вместе с ураном радия (^{226}Ra) и тория (^{230}Th) с их последующей трансмутацией $n_U = 14$ и активность 1 т $U_{прир} \cdot A_{U238, 0} = 4,7$ Ки/т, тогда как без соизвлечения $n_U = 4$ и $A_{U238, 0} = 1,34$ Ки/т. В последнем случае, ввиду отсутствия вклада радона-222, происходит существенное (в ~6 раз) снижение среднего дозового коэффициента учитываемых членов семейства ^{238}U .

Выше изложено дифференциальное приближение, когда активность или ПБО отходов и урана нормированы на единичную энерговыработку, соответствующую наработке 1 т ПД. В интегральном приближении учитывается активность всей массы потребленного урана, всей массы наработанных из него ДВАО и полное время выдержки отходов.

Желательный уровень выделения элементов (1-ξ) при переработке топлива и доли элементов, идущей в отходы (ξ), приведены в табл.13.2.

Для дополнительного описания условий баланса или дисбаланса следует учесть миграционные характеристики элементов, так как они расширяют область сравнения отходов и сырья и учитывают вероятность обратного перемещения (диффузии) нуклидов из мест захоронения к биосфере.

Таблица 13.2. Доля элемента (ξ), идущая в отходы при переработке топлива, %

Элемент	Уран-плутониевый ЯТЦ		Торий-урановый ЯТЦ		Достигнутая в современной технологии
	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая	
Уран	0,001	0,01	0,0001	0,001	0,015
Плутоний	0,0001	0,001	1,0	1,0	0,01
Америций	0,001	0,001	1,0	1,0	0,02
Кюрий	0,001	0,001	1,0	1,0	0,02
Нептуний	0,01	0,1	1,0	1,0	0,02
Торий	1,0	1,0	0,001	0,01	0,015
Протактиний	1,0	1,0	0,001	0,001	0,03
Берклий	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Калифорний	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Стронций	0,001	0,01	0,001	0,01	0,05
Цезий	0,01	0,05	0,01	0,05	0,05
Технеций	0,01	0,05	0,01	0,05	0,05
Иод	0,001	0,01	0,001	0,01	0,05
Остальные актиноиды	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Остальные ПД	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Миграционные характеристики отходов и сырьевых элементов. Для оценки сравнительной скорости миграции элементов отходов и сырья можно использовать миграционные коэффициенты, равные отношению коэффициентов задержки в недрах Земли тех или иных элементов из числа отходов и урана. Коэффициент задержки или торможения (RF - retardation factor) элемента равен отношению скорости движения воды в составе кристаллических пород к скорости перемещения элемента. Соответственно миграционный коэффициент дает отношение скорости миграции элемента к скорости миграции урана $K_{мигр,i} = RF_i / RF_U$. Это позволяет ввести радиационно-миграционную эквивалентную активность $A_{p/м-экв,i} = A_{рад-экв,i} / K_{мигр,i}$, а уравнение баланса записать в виде:

$$A_{p/м-экв,ДВАО}(\tau_I) = A_U(T_{яэ}),$$

где $A_{p/м-экв,ДВАО}(\tau_I) = \sum_i A_{рад-экв,i}(\tau_I) \xi_i / K_{мигр,i}$, $K_{мигр,i} = RF_i / RF_{U,ср}$,

$$A_U(T_{яэ}) = n_U \cdot A_{238,0} M_U(0) / M_{ПД}(T_{яэ}).$$

Можно принять (для оценки) коэффициенты задержки 13 членов семейства урана и самого урана равными среднему значению, причем $RF_{U,ср} \sim RF_U$ и $K_{мигр,ср} \sim 10$ [89].

В качестве примера рассмотрим применение миграционных коэффициентов для наиболее долгоживущих ПД. При глубинном захоронении ДВАО или ОЯТ именно

эти (и в меньшей степени некоторые другие из числа ПД) нуклиды достигают биосферы после длительной миграции.

Радиационная и радиационно-миграционная эквивалентная активность ^{129}I , ^{99}Tc и ^{135}Cs . Расчет миграции нуклидов из мест окончательного захоронения к биосфере представляет интерес с экологической точки зрения. Важна скорость миграции, скорость распада нуклида, его радиационная опасность. По радиационной опасности преобладают актиноиды, но они слабо мигрируют, за исключением урана, нептуния, в меньшей степени, плутония, а также - радия. При расчете миграции актиноидов, в процессе распада необходимо учитывать накопление на несколько порядков величины таких нуклидов, как ^{230}Th , ^{231}Pa , ^{233}U и их дочерних элементов. Из долгоживущих продуктов деления радиационная опасность велика у ^{129}I , далее ^{135}Cs , ^{93}Zr и ^{99}Tc . Скорость миграции велика у йода, технеция, палладия, меньше у самария, европия, цезия, мала - у циркония. В оценках образования ^{135}Cs следует учитывать уменьшение его содержания в тепловом реакторе в ~ 5 раз за счет выгорания ^{135}Xe .

Приведенные качественные оценки взяты из работы [89], по данным которой на рис.13.2-13.4 и в табл.13.3 показано сравнение эквивалентной активности трех основных нуклидов из числа продуктов деления.

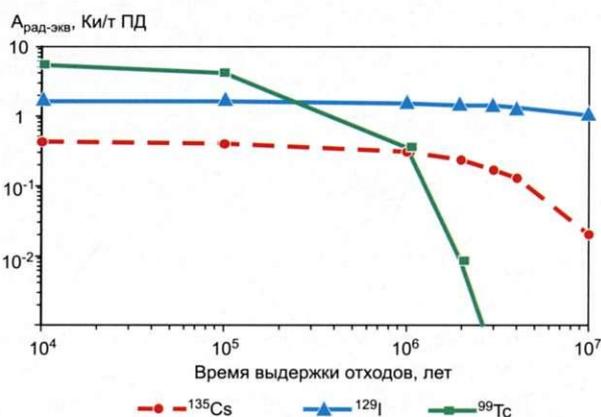


Рис.13.2. Радиационно-эквивалентная активность нуклидов в ДВАО ВВЭР-1000, Ки/т ПД

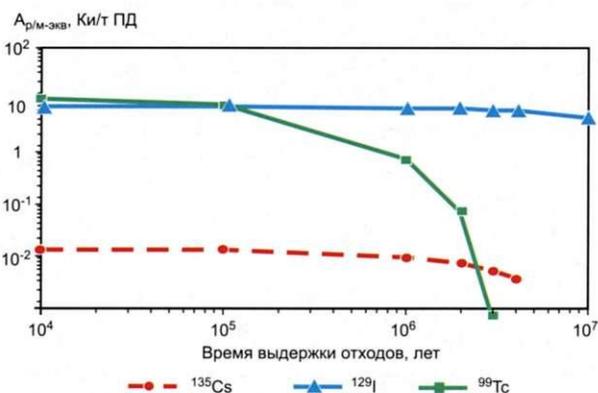


Рис.13.3 Радиационно-миграционная эквивалентная активность нуклидов в ДВАО ВВЭР-1000, Ки/т ПД

Таблица 13.3 Данные по долгоживущим продуктам деления

Нуклид	$T_{1/2}$, лет	λ , s^{-1}	Выход при делении, %	$K_{\text{рад}}$	Масса нуклида, т/т ПД
^{135}Cs	$2,3 \cdot 10^6$	$3,01 \cdot 10^{-7}$	6,53	22	0,038
^{129}I	$1,57 \cdot 10^7$	$4,41 \cdot 10^{-8}$	0,718	0,4	$4 \cdot 10^{-3}$
^{99}Tc	$2,13 \cdot 10^5$	$3,24 \cdot 10^{-6}$	6,11	63	0,026

Нуклид	K_3^*	$A(0)$, Ки/т ПД	$A_{\text{рад-экв}}(0)$, Ки/т ПД	$K_{\text{мигр}}[89]$	$A_{\text{р/м-экв}}(0)$, Ки/т ПД
^{135}Cs	0,21 **	9,3	0,42	32	0,013
^{129}I	0,92	0,65	1,61	0,22	7,32
^{99}Tc	0,88	390	5,65	0,5	11,3

* Доля нуклида, не выгоревшего при облучении в активной зоне

** С учетом выгорания ^{135}Xe .

Приведенные результаты во многом определяются соотношением миграционных коэффициентов элементов, полученных из отношения коэффициентов задержки элемента ДВАО и урана.

На рис.13.4 для реактора ВВЭР-1000 с открытым ЯТЦ [89] приведена радиационно-эквивалентная активность нуклидов из числа продуктов деления и актиноидов. Видно, что в течение 10^4 - 10^7 лет основной вклад при оценке по радиационным коэффициентам вносят актиноиды. Вклад продуктов деления максимален у ^{129}I . Однако при итоговой оценке следует учитывать более высокую, чем у некоторых ПД, задержку горными породами актиноидов при выходе из глубинного захоронения.

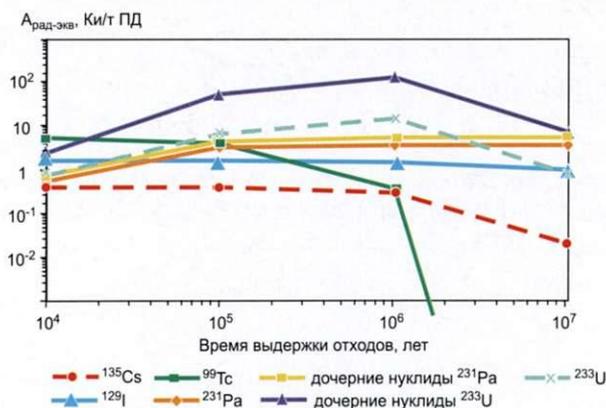


Рис.13.4. Радиационно-эквивалентная активность нуклидов в ДВАО ВВЭР-1000, Ки/т ПД

Расчеты миграции нуклидов ДВАО. Согласно прямым расчетам миграции [93, 94], наиболее экологически опасными нуклидами при захоронении ОЯТ и ДВАО, выходящими в процессе миграции в биосферу, являются йод-129, технеций-99, селен-79, цезий-135 и олово-126, что согласуется с аналогичными оценками и данными японских и шведских исследователей.

Риск (1/год) выхода радионуклида в область активного водообмена максимален у перечисленных нуклидов и имеет порядок 10^{-5} - 10^{-6} 1/год, тогда как у основных актиноидов ($^{235}, ^{238}\text{U}$, ^{239}Pu , ^{241}Am , ^{237}Np) он на 4-5 порядков ниже. Если учесть, что отмеченные пять наиболее опасных с точки зрения высокой скорости диффузии нуклидов вносят малый вклад в радиационную опасность ДВАО, то следует вывод о задержке при миграции наиболее опасных в радиационном плане актиноидных нуклидов, тогда как в биосферу после длительной диффузии попадают менее опасные в радиационном отношении нуклиды из числа ПД.

Оценки роли миграции на основании коэффициентов задержки приводят к среднему значению миграционного коэффициента $K_{\text{мигр. ср}} \sim 10$ и, следовательно, к снижению на порядок радиационно-эквивалентной активности ДВАО. Приведенные данные по прямому расчету миграции показывают, что при оценках радиационного баланса с природным ураном можно снизить активность ДВАО по крайней мере еще на порядок. Это обстоятельство следует учитывать в оценках дисбаланса активности ДВАО и сырьевых элементов.

Дисбаланс радиационно-миграционной эквивалентной активности. В ряде случаев, особенно в Th-U ЯТЦ, происходит медленный спад активности ДВАО в процессе выдержки на интервале $\sim 10^3$ - 10^5 лет и время достижения баланса оценивается большой величиной. Дисбаланс в этом интервале времени на всем протяжении выдержки невелик.

Перепишем уравнение баланса для случая использования ПБО в относительном виде, как дисбаланс, зависящий от времени выдержки.

Радиационный дисбаланс ПБО (время τ_0 соответствует моменту снижения в процессе выдержки ДВАО значения левой части уравнения до единицы):

Баланс ПБО:

$$S_{\text{ПБО}}(\tau_0) = 1 \text{ или } \sum_i \text{ПБО}_i(\tau_0) \xi_i / \text{ПБО}_{U, \text{ср}} = 1,$$

$$\text{где } \text{ПБО}_i(\tau_0) = A_i(\tau_0) \cdot E_i, \text{ ПБО}_{U, \text{ср}} = A_U \cdot E_{U, \text{ср}};$$

Баланс радиационно-эквивалентной активности:

$$S_{\text{рад-экв}}(\tau_0) = 1, \text{ или } \sum_i A_i(\tau_0) \xi_i / (A_U K_{\text{рад. E. i}}) = 1,$$

$$\text{где } A_U = n_U \cdot A_{U238}, \quad K_{\text{рад. E. i}} = E_{U, \text{ср}} / E_i.$$

Радиационно-миграционный дисбаланс эквивалентной активности (время τ , соответствует моменту снижения в процессе выдержки ДВАО значения левой части уравнения до $K_{\text{мигр. ср}} \approx 10$):

$$S_{\text{рад-мигр}}(\tau) = 10 \text{ или } \sum_i A_{\text{рад-экв. i}}(\tau) \xi_i / A_U = K_{\text{мигр. ср}} \approx 10,$$

$$\text{где } K_{\text{мигр. ср}} = RF_{\text{ср}} / RF_U.$$

Радиационно-миграционный дисбаланс эквивалентной активности с учетом распада при диффузии (время τ_2 соответствует моменту снижения в процессе выдержки ДВАО значения левой части уравнения до $(K_{\text{мигр. ср}} \cdot K_{\text{диф. ср}}) \approx 50$ - 100):

$$S_{\text{рад-мигр. диф}}(\tau_2) \approx 50-100 \text{ или } \sum_i A_{\text{рад-экв. i}}(\tau_2) \xi_i / A_U = K_{\text{мигр. ср}} \cdot K_{\text{диф. ср}} \approx 50-100,$$

$$\text{где } K_{\text{диф. ср}} \approx 5-10.$$

Возможность достижения наименьшей ПБО или допустимой величины дисбаланса S связана с выполнением мероприятий трансмутационного ЯТЦ [89], таких, как:

- применение замкнутого ЯТЦ с фракционированием продуктов переработки топлива при малых долях наиболее опасных нуклидов, идущих в отходы;

- соизвлечение с природным ураном радия и тория с их последующей трансмутацией;
- циклирование основных актиноидов (уран, плутоний), трансмутация путем рецикла в быстром реакторе минорных актиноидов (америций, кюрией, нептуний) и трансмутация долгоживущих ПД (йод, технеций, цезий-135);
- длительная (~200 лет) контролируемая выдержка ДВАО перед окончательным захоронением;
- надлежащая (природоподобная) упаковка наиболее опасных элементов перед размещением в глубинном хранилище или в отработанных и рекультивированных урановых рудниках;
- достижение одного из перечисленных выше видов радиационной эквивалентности с использованным природным сырьевым элементом, что позволяет говорить как бы о безотходности ЯЭ при достижении локального или глобального баланса отходов и сырья по вредному воздействию на человека.

Внедрение трансмутационного ЯТЦ, приближающего ядерную энергетику в определенном смысле к состоянию безотходности, позволит уменьшить возражения общества против ее крупномасштабного развития.

13.3. Радиационный баланс при развитии ядерной энергетики России

Сравнение вариантов развития ЯЭ. Уровень мощности 300 ГВт ЯЭ России (рис.13.5) достигается в варианте 1 развития ядерной энергетики за 160 лет (начальные загрузки БРЕСТ-1200 в этом варианте создаются при использовании "старого" (до 2040 г.) и "нового" (после 2040 г.) облученного топлива реакторов ВВЭР-1000, облученного топлива РБМК-1000 [95] и собственного плутония из облученного топлива БРЕСТ-1200 при ИКВА= 0,05). В варианте 2 - за 180 лет (те же виды облученного топлива, но без использования топлива РБМК).

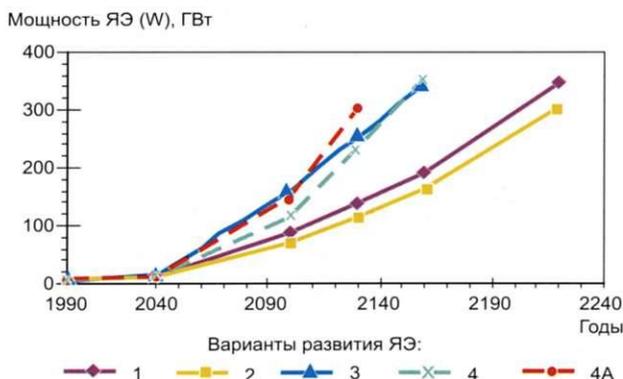


Рис.13.5. Электрическая мощность ядерной энергетики с реакторами БРЕСТ-1200 и ВВЭР-1000 (при их конечном соотношении ~10:1 в вариантах развития ЯЭ 1-4 и ~5:1 в варианте 4А)

В вариантах 3 (те же виды облученного топлива, что в варианте 1, плюс облученное топливо PWR) и 4 (то же, что в варианте 1, но без PWR и при избыточном коэффициенте воспроизводства БРЕСТ, повышенном до 0,1) - за 105 лет.

* Предполагаемый год начала интенсивного развития ЯЭ с реакторами БРЕСТ-1200, составляющими в данной оценке основу ЯЭ.

В варианте 4А - за 90 лет (он совпадает с вариантом 4, но число ВВЭР за первые 60 лет возрастает с 12 до 24 и за последующие 30 лет - с 24 до 48, тогда как в вариантах 1-4 оно оставалось постоянным за первые 60 лет и возросло от 12 до 24 блоков за последующие 60 лет, оставаясь далее постоянным).

Полное время развития ЯЭ по различным вариантам (от 90 до 180 лет) связано со многими факторами. При его уменьшении растет нагрузка на строительную индустрию (число блоков, вводимых за год, растет до 3,6), на промышленность по добыче природного урана (особенно в вариантах 1 и 2, где средняя за 180 лет добыча составляет 2500 т/год), на предприятия по переработке топлива, особенно при АЭС БРЕСТ, где потребность в переработке превышает 3000 т/год в конце процесса развития системы.

Радиационная эквивалентность отходов и природного урана в вариантах развития ядерной энергетики. В вариантах развития ядерной энергетики учтем две категории природного урана - одна из них идет на изготовление топлива с обогащением урана до 4,4 % для функционирования "новых" реакторов ВВЭР-1000, плутоний из облученного топлива которых отдается для начальных загрузок реакторов БРЕСТ-1200.

Ко второй категории отнесем природный уран, израсходованный ранее в "старых" реакторах ВВЭР-1000 и РБМК-1000. Почти вся масса облученного топлива реакторов РБМК наработана в открытом ЯТЦ, за исключением 26 % доли облученного топлива реакторов РБМК, получаемой в тандемном ЯТЦ (в нем используют регенерированный уран ВВЭР-440 в смеси с ураном из облученного топлива транспортных реакторов). Данные по природному урану приведены в табл. 13.4.

Таблица 13.4. Потребление и ПБО природного урана

Вариант развития	$\Sigma M_{\text{Упр}}$, т	ПБО _{Упр} , Зв	$M_{\text{ПД}}$ ВВЭР _{нов.} , т	$\Sigma W_{\text{T}}^{\text{БРЕСТ-1200}}$, ГВт(эл.)·год
1	$5,74 \cdot 10^5$	$2,76 \cdot 10^{10}$	$3,76 \cdot 10^3$	$2,4 \cdot 10^4$
2	$4,97 \cdot 10^5$	$2,39 \cdot 10^{10}$	$3,76 \cdot 10^3$	$2 \cdot 10^4$
3	$1,53 \cdot 10^5$	$7,36 \cdot 10^9$	$2,09 \cdot 10^3$	$1,87 \cdot 10^4$
4А	$3,04 \cdot 10^5$	$1,46 \cdot 10^{10}$	$2,5 \cdot 10^3$	$9,49 \cdot 10^3$

Природный уран, использованный в зарубежных PWR, не учитывался, так как отходы возвращаются заказчику, хотя плутоний используется для начальных загрузок БРЕСТ.

Потенциальная биологическая опасность отходов и баланс с природным ураном были рассчитаны для рассмотренных вариантов развития в зависимости от времени выдержки.

Биологическую опасность отходов переработки облученного топлива PWR не учитывали (так же, как и потребленный ими природный уран).

Время достижения радиационной эквивалентности отходов и сырья в данный момент времени действия ЯЭ определяется пересечением падающей кривой потенциальной биологической опасности отходов с горизонтальной линией биологической опасности урана.

Если оценивать вклад миграции в достижение баланса путем сравнения коэффициентов задержки долгоживущих высокоактивных отходов и урана, то этот вклад можно в среднем учесть путем повышения потенциальной биологической

опасности урана в 10 раз, что отражает меньшую по этой оценке на порядок среднюю скорость миграции элементов отходов по сравнению с ураном.

Однако более точным может явиться прямой учет миграции элементов долгоживущих отходов из мест окончательного захоронения. Такой расчет показывает, что наиболее опасные актиноидные элементы не доходят до биосферы [94]. Предположим, что время достижения баланса с учетом меньшей скорости миграции элементов отходов будет лежать на интервале между двумя точками пересечения кривой потенциальной опасности отходов линиями, соответствующими повышению биологической опасности урана в 10 и 50 (или 100) раз.

В варианте 3 (с использованием плутония из облученного топлива PWR) большее время достижения баланса обусловлено малым потреблением природного урана, так как природный уран, связанный с PWR, не учитывался, равно как и отходы переработки облученного топлива PWR, отдаваемые заказчику.

Наименьшее время достижения баланса получаем в варианте 4А, когда избыточный коэффициент воспроизводства БРЕСТ повышен до 0,1, число реакторов ВВЭР-1000 увеличено до 40. Это связано с вдвое меньшим по отношению к вариантам 1 и 2 временем развития системы и соответственно меньшей произведенной электроэнергией и массой продуктов деления. При этом удельное (т/т ПД) количество потребленного природного урана максимально.

Состояние баланса в процессе развития ядерной энергетики. Для варианта 4А рассмотрим время достижения радиационной эквивалентности в процессе развития ядерной энергетики. Для этого выделим 4 временные точки - начало и конец первого этапа (0-30 лет), конец второго (60 лет) и конец третьего этапа (90 лет).

В табл.13.5 показано время достижения баланса, а на рис.13.6 и 13.7 - дисбаланс при длительной выдержке отходов и при контролируемой выдержке 0 и 200 лет в разных временных точках развития ядерной энергетики в варианте 4А.

Таблица 13.5. Время контролируемой выдержки до достижения радиационно-миграционного баланса ($\tau_{\text{рад-мигр}}$) и другие параметры в разных временных точках варианта 4А при развитии ЯЭ

Время развития, лет	$\tau_{\text{рад-мигр}}$, лет	Число ВВЭР, ПВВЭР	Число БРЕСТ, ПБРЕСТ	$W_{\text{ЯЭ}}$, ГВт
0	0	12	0	12
30	20	18	52	81
60	400	24	105	150
90	1000	48	213	304

Радиационно-миграционный дисбаланс представляет собой отношение потенциальной биологической опасности отходов к увеличенной в 10 раз опасности потребленного природного урана (коэффициент 10 учитывает соотношение скорости миграции урана и средней скорости миграции элементов отходов).

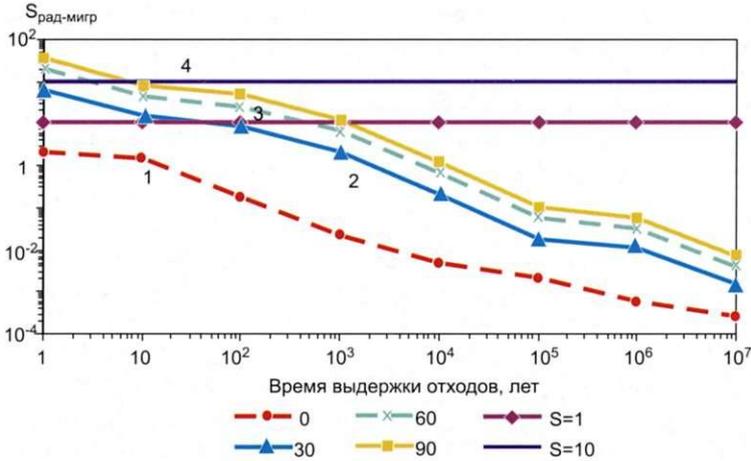


Рис.13.6. Радиационно-миграционный дисбаланс потенциальной биологической опасности ДВАО и природного урана $S_{\text{рад-мигр}} = \text{ПБО}_{\text{ДВАО}} / 10 \text{ ПБО}_{\text{Уприр}}$ в зависимости от времени выдержки ДВАО в варианте 4А развития ЯЭ при $T_{\text{яэ}}$ (лет):
1 - 0; 2 - 30; 3 - 60; 4 - 90

С учетом или без учета (величина в скобках) времени τ контролируемого и неконтролируемого хранения отходов, дисбаланс S в процессе развития энергетики составляет:

- $S=0,01$ (0,2) в начале первого 30-летнего этапа, при $T_{\text{яэ}}=0$ лет, $\tau=200$ лет;
- $S=0,7$ (8) в конце первого 30-летнего этапа, при $T_{\text{яэ}}=30$ лет, $\tau=215$ лет;
- $S=1,5$ (20) в конце второго 30-летнего этапа, при $T_{\text{яэ}}=60$ лет, $\tau=230$ лет;
- $S=2,8$ (40) в конце третьего 30-летнего этапа, при $T_{\text{яэ}}=90$ лет, $\tau=245$ лет.

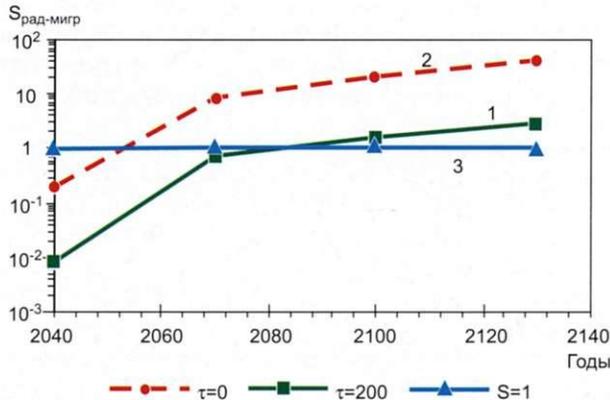


Рис.13.7. Радиационно-миграционный дисбаланс потенциальной биологической опасности ДВАО и природного урана $S_{\text{рад-мигр}} = \text{ПБО}_{\text{ДВАО}} / 10 \text{ ПБО}_{\text{Уприр}}$ в зависимости от времени развития ЯЭ в варианте 4А при времени контролируемой выдержки отходов:
1 - 200 лет; 2 - 0 лет; 3 - условие баланса

С учетом длительной контролируемой (200 лет) и неконтролируемой ($T_{\text{яэ}}/2$) выдержки отходов дисбаланс опасности отходов и урана отсутствует при $T_{\text{яэ}}=0$ и 30 лет или невелик при $T_{\text{яэ}}=60$ и 90 лет.

Сократить большое время выдержки отходов (примерно 1000 лет в конце 90-летнего развития ядерной энергетики в варианте 4А) можно за счет улучшения технологии переработки топлива и снижения доли элементов, идущей в отходы, с 0,1 % до диапазона 0,1-0,01-0,001 %.

При прямом расчете диффузии отходов из могильников можно ожидать, что время достижения баланса заметно снизится. Оценка показывает, что прямой расчет диффузии элементов из мест окончательного захоронения дает заметно лучшие результаты по времени достижения баланса потенциальной биологической опасности отходов и сырьевых элементов. Это связано с тем, что актиноидные элементы не доходят до биосферы, а те продукты деления, которые доходят (йод, технеций, цезий-135, селен, олово и др.) дают малый вклад в радиационный баланс.

Тем не менее, на примере варианта 4А показана возможность достижения радиационно-миграционного баланса за время выдержки отходов менее 100 лет при всех принимавшихся ранее условиях в моменты времени до и после 30 лет первоначального развития системы быстрых реакторов.

Таким образом, при оценках баланса в случае глубинного захоронения отходов следует использовать либо прямые расчеты диффузии элементов из мест окончательного захоронения, либо оценки миграции, в которых скорость миграции элементов долгоживущих отходов более чем в 10 раз (в диапазоне от 10 до 50) ниже, чем урана.

13.4. Выводы

Показана возможность достижения радиационной эквивалентности радиоактивных отходов и использованных при их наработке сырьевых элементов как в глобальном (в масштабах планеты), так и в локальном приближениях.

Проведено сравнение различных свойств сырьевых материалов и долгоживущих высокоактивных отходов с целью определения допустимого уровня мировой ядерной энергетики при ее действии в течение 1000 лет, удовлетворяющего требованию тепловой или радиационной эквивалентности. При учете всего природного урана (10^{14} т) допустимый уровень ЯЭ высок и недостижим. В открытом ЯТЦ и при учете природного урана только из поверхностного слоя планеты толщиной 1 км допустимый уровень ЯЭ мира лишь на порядок превышает существующий, что свидетельствует в пользу внедрения замкнутого трансмутационного ЯТЦ.

Рассмотрен способ расчета радиационно-миграционной эквивалентности отходов и сырья в трансмутационном ЯТЦ в дифференциальном и интегральном приближениях. Проведенные ранее [89] оценки миграции с использованием коэффициентов задержки элементов горными породами показали, что в среднем скорость миграции урана в 10 раз превышает среднюю скорость миграции элементов отходов.

Однако более подробные зарубежные и отечественные проработки [93, 94] показывают высокую степень задержки таких актиноидных элементов, как америций, плутоний и др. при их выходе из глубинного могильника и попадание в биосферу лишь некоторых долгоживущих продуктов деления (йод, цезий, технеций, олово, селен и др.), менее опасных, чем актиноиды в радиационном отношении. Эти результаты по диффузии элементов из могильника для оценочных расчетов можно учесть введением дополнительного коэффициента 5 (10 или больше) при определении баланса или дисбаланса активности.

Рассмотрен локальный радиационный баланс для четырех вариантов развития перспективной крупномасштабной ЯЭ России за время 90-180 лет с использованием естественно безопасных быстрых (БРЕСТ-1200) и тепловых реакторов.

Потребление природного урана в процессе развития ЯЭ велико в случае ИКВ БРЕСТ, равного 0,05, и превышает 400 тыс. т за время развития. Оно минимально при использовании плутония из ОЯТ PWR (вариант 3 развития ЯЭ). Малое потребление урана в этом варианте значительно повышает время достижения радиационного баланса.

При большом времени выдержки в конце 90-летнего развития ЯЭ в варианте 4А, в котором БРЕСТ имеет ИКВ=0,1, радиационно-миграционный баланс выполняется с использованием оценок миграции по коэффициентам задержки элементов ДВАО породами, когда скорость миграции ДВАО в среднем примерно в 10 раз ниже, чем урана.

На примере варианта 4А развития ЯЭ показана возможность достижения радиационно-миграционного баланса за время выдержки отходов менее 100 лет в моменты времени до и после 30 лет первоначального развития системы быстрых реакторов (при этом их число равно нулю или 52, а мощность системы 12 или 75 ГВт). При дальнейшем развитии ЯЭ в варианте 4А дисбаланс при времени выдержки отходов 200 лет невелик (менее трех, см. рис.13.7). Его, а также дисбаланс при последующем действии ЯЭ, можно уменьшить за счет снижения доли элементов, идущей в отходы, и другими мерами.

ГЛАВА 14

Технологическая поддержка режима нераспространения

Распространение ядерного оружия может иметь апокалиптические последствия для всего мира. Оно должно быть не только остановлено — это состояние, как мы видим, неустойчиво. Должны быть созданы предпосылки для доведения начатого Россией и США ядерного разоружения до его конечных целей — всеобщего и полного запрещения и ликвидации ядерного оружия вместе с другими видами оружия массового уничтожения.

Развитие крупномасштабной ядерной энергетики неизбежно на первый план выдвигает вопрос о соблюдении Договора о нераспространении ядерных материалов (плутония, высокообогащенного урана), пригодных для изготовления ядерного оружия. Это обусловлено политическими реалиями второй половины XX-начала XXI веков, и вряд ли можно надеяться, что в ближайшие 30-50 лет эта проблема перестанет быть актуальной.

Гражданская ядерная энергетика содержит элементы, которые определяют риск распространения ядерного оружия:

- разделение изотопов урана (обогащение);
- извлечение плутония и/или ^{233}U из облученного топлива;
- долговременные хранилища облученного топлива;
- хранилища выделенного плутония.

Развитие ядерной энергетики на современных, вышедших из военной техники, реакторах и их топливной технологии (обогащение урана для тепловых реакторов и извлечение плутония из ОЯТ для замыкания топливного цикла) открывает легальный канал получения оружейных материалов. Любая крупная страна, связывающая свое энергетическое будущее и энергетическую независимость с ядерной энергетикой,

неизбежно разовьет собственное производство обогащенного урана и выделение из ОЯТ плутония для создания быстрых реакторов в замкнутом топливном цикле. При распространении в мире этих технологий и производств международный контроль за ними станет громоздким и не вполне надежным, а перспектива ядерного разоружения - сомнительной. При обращении в мировой энергетике тысяч тонн ^{235}U и плутония проследить пути их использования невозможно.

Задача разработки новой ядерной технологии состоит в том, чтобы развитие на ее основе ядерной энергетики не привело к открытию новых каналов получения оружейных материалов и исключало использование самой этой технологии для подобных целей. Более того, развитие ядерной энергетики на быстрых реакторах с соответствующим образом построенным топливным циклом создает условия для постепенного снижения риска распространения ядерного оружия.

Быстрые реакторы не нуждаются в обогащении урана, и со временем использование этой технологии в гражданской ядерной энергетике может быть исключено. Изготовление первых загрузок быстрых реакторов позволит постепенно освободить хранилища выделенного плутония и переработать хранящееся в бассейнах выдержки отработавшее топливо современных АЭС (последнее тем более важно, поскольку радиационный защитный барьер на пути нелегального использования ОЯТ со временем снижается) для извлечения из него плутония. Первичное выделение плутония и изготовление первых топливных загрузок быстрых реакторов следует при этом проводить на предприятиях ядерных стран или в международных ядерно-технологических центрах.

Постепенный перевод плутония из хранилищ и ОЯТ современных АЭС в наиболее защищенные условия быстрых реакторов и их топливного цикла со временем закроет и этот канал распространения оружейных материалов.

Проводимая до сих пор США политика отказа от разработки быстрых реакторов и от замыкания топливного цикла внутренне противоречива:

- с одной стороны, она мотивируется соображениями режима нераспространения;
- с другой, - она способствует развитию в стремящихся к энергетической независимости странах, заинтересованных в развитии ядерной энергетики, собственного производства ядерного топлива (обогащение урана, переработка ОЯТ тепловых и быстрых реакторов с извлечением плутония, быстрые реакторы с избыточным производством плутония, в том числе оружейного качества, в урановом бланкете).

Исключение уранового бланкета в быстрых реакторах с полным воспроизводством плутония в активной зоне ($K_{\text{BA}}=1$) создает необходимые предпосылки для технологической поддержки режима нераспространения.

В настоящее время, согласно критериям МАГАТЭ, требованиям нераспространения удовлетворяет топливо из обогащенного урана с содержанием изотопа ^{235}U не выше 20 %. Все существующие и разрабатываемые тепловые реакторы, а также перспективные быстрые реакторы имеют топливо с содержанием делящихся нуклидов не более 20 % и, следовательно, близки к удовлетворению условия нераспространения до тех пор, пока их топливо не перерабатывается для разделения на отдельные фракции с выделением плутония.

Для замкнутого уран-плутониевого (а также торий-уран-233) цикла критерий удовлетворения условию нераспространения трансформируется в требование к радиохимической технологии переработки облученного топлива не допускать разделения урана и плутония на всех стадиях процесса переработки и соответственно сохранения соотношения между ураном и плутонием, т.е. не должно повышаться содержание делящихся нуклидов в топливной смеси. Если такое повышение неизбежно, то

размножающие свойства топливной смеси не должны быть лучше, чем у урана с 20 %-ным обогащением по ^{235}U . Неразделение должно быть гарантировано самим характером химических процессов и имеющимся в технологических цепочках оборудованием. При этом возможные изменения управляемых параметров процессов (температура, давление, участвующие реагенты и т.д.), легкодоступные подсоединения, отборы и т.д. не должны приводить к выделению плутония или к существенному повышению содержания плутония в топливной композиции, т.е. технология должна обладать свойством самозащитности. Если плутоний из топлива не выделяется, то, естественно, нет проблем с его нераспространением.

Физические особенности реактора на быстрых нейтронах допускают неглубокую очистку топлива от продуктов деления при переработке (остаток 1-5 %). Кроме этого в топливе остаются для трансмутации америций, нептуний и часть кюрия. Все указанные примеси в топливе создают высокий уровень радиоактивности (50-500 Ки/кг при остатке ПД в топливе 1 %) и являются внутренней физической (радиационной) защитой топлива от краж. Не выделяющая плутоний радиохимическая переработка сводится в основном к очистке топлива от продуктов деления. С точки зрения влияния на реактивность, вполне достаточна грубая очистка, что упрощает технологию, хотя и увеличивает радиоактивность топлива, в том числе и на стадии фабрикации. Связанное с этим усложнение не слишком велико, так как технология в любом случае является дистанционной. Кроме того, технология переработки топлива должна обеспечивать возможность контроля (например, со спутников) за конфигурацией соответствующих зданий и сооружений.

Наряду с системой быстрых реакторов в ядерной энергетике длительное время будут существовать тепловые реакторы, работающие в настоящее время на обогащенном уране. Облученное топливо современных тепловых реакторов должно перерабатываться для извлечения плутония и урана, идущих на развитие и подпитку быстрых реакторов. В отдаленной перспективе по мере исчерпания дешевого урана эти реакторы могут переводиться в уран-ториевый топливный цикл. ^{233}U для начальных загрузок этих реакторов может быть наработан в экранах быстрых реакторов. При этом для гарантирования нераспространения можно исключить стадию выделения ^{233}U при переработке экранного топлива, если накапливать ^{233}U до требуемого в тепловых реакторах уровня.

Главным препятствием на пути создания крупномасштабной ядерной энергетики в будущем является современная промышленно реализованная технология переработки облученного топлива путем экстракции из водных растворов, как и другие изучаемые в настоящее время способы радиохимической переработки ОЯТ современных АЭС (газофторидный, электрохимический из расплавов солей), поскольку они изначально были ориентированы на извлечение плутония и не удовлетворяют требованиям нераспространения. Это послужило причиной остановки этих разработок, как и работ по быстрым реакторам, в США. Поэтому необходимы усовершенствования существующих и поиск новых методов переработки реакторного топлива, которые использовали бы открываемые реакторами нового поколения возможности, отвечали бы требованиям крупномасштабной энергетике и удовлетворяли условию нераспространения.

При разработке быстрых реакторов типа БРЕСТ (и близких им по физическим характеристикам реакторов БН с нитридным топливом) одним из ключевых требований к их топливному циклу является реализация требования нераспространения. Оно обеспечивается следующим:

- в быстром реакторе с полным воспроизводством плутония в активной зоне при $\text{КВА} \approx 1$ количества делящегося плутония, загружаемого в реактор и выгружаемого

из него, равны между собой и нет необходимости выделять плутоний, чтобы изготовить свежее топливо;

- в реакторе не нужны и должны быть исключены урансодержащие экраны, нарабатывающие плутоний оружейного качества;
- присутствие в топливе трансмутируемых актинидов и неглубокая его очистка от ПД облегчает его защиту от краж во всех звеньях топливного цикла;
- все производства топливного цикла должны быть расположены на площадке атомной станции, чтобы исключить большие промежуточные хранилища и перевозки и соответственно риск хищения или утери топлива;
- от технологии регенерации топлива не требуется выделять плутоний, следовательно, можно разработать такую технологию, чтобы она и не могла выделять плутоний.

Основные задачи регенерации топлива:

- неглубокая очистка от продуктов деления (остаток ПД в свежем топливе 1-5% от их содержания в облученном топливе) - быстрый реактор не требует более глубокой очистки от ПД;
- добавление в топливо ^{238}U для компенсации выделенных продуктов деления;
- выделение отдельных минорных актинидов (если это необходимо) для временной выдержки в хранилище с последующим возвратом продуктов их распада в топливо для сжигания.

В рассматриваемом топливном цикле в реакторе "сгорает" ^{238}U , добавляемый в топливо при переработке. А плутоний является неотъемлемой составной частью топлива и обращается в замкнутом цикле в составе высокоактивного материала.

В настоящее время применительно к топливному циклу нового поколения быстрых реакторов исследуются различные радиохимические технологии, которые, как предполагается, могут обеспечить неразделение урана и плутония, а также заданные требования по степени очистки топлива и фракционированию отходов:

- комбинация водно-экстракционных и сухих методов;
- электролиз расплавов хлоридных солей с восстановлением актинидов до металла или до нитридов;
- металлургическая - без разрушения нитридов на всех стадиях переработки;
- в расплавах фторидных солей;
- газофторидная;
- электролиз расплавов фторидных солей;
- перекристаллизация в молибдатных и фосфатных расплавах и др.

Для этих технологий разработаны принципиальные схемы процессов, начаты экспериментальные исследования ключевых этапов, оценен состав и объем оборудования и т.д. Проводится анализ выполнения поставленных перед радиохимическими технологиями требований, оценка стоимости и технической реализуемости.

Следует подчеркнуть, что проблема нераспространения не может быть решена только техническими методами, поскольку всегда остается возможность нелегального использования хорошо развитых технологий обогащения урана или выделения плутония из отработанного топлива современных АЭС, длительно выдерживаемого в бассейнах. Предотвратить эту опасность может только совершенствование международного политического режима нераспространения и соответствующих мер контроля, охраны и принуждения. При этом внедрение ядерной технологии, не выделяющей плутоний (и ^{233}U) и не требующей обогащения урана, упрощает контроль и другие меры реализации нераспространения.

Выводы

- Исключение U-бланкета в быстрых реакторах с $K_{\text{ВА}} \approx 1$ создает необходимые предпосылки для технологической поддержки режима нераспространения.
- Главным препятствием на пути создания крупномасштабной ядерной энергетики в будущем является современная промышленно реализованная технология переработки облученного топлива путем экстракции из водных растворов, которая, как и другие изучаемые в настоящее время способы радиохимической переработки ОЯТ современных АЭС (газофторидный, электрохимический из расплавов солей), изначально была ориентирована на извлечение плутония и не удовлетворяет требованиям нераспространения.
- Существует принципиальная возможность развить новые, преимущественно не водные, технологии регенерации ОЯТ быстрых реакторов нового поколения, реализующие принцип неразделения урана и плутония на всех стадиях переработки топлива, что принципиально уменьшает риск распространения в системе ядерной энергетики, и условия фракционирования при регенерации ОЯТ, необходимые для радиационно-эквивалентного захоронения РАО.

ГЛАВА 15

■■■ Демонстрация естественной безопасности: реактор БРЕСТ-300

Как уже отмечалось, исследования, проводимые в России в течение последнего десятилетия, показывают, что природные свойства быстрого реактора без уранового бланкета с моонитридным уран-плутониевым топливом и свинцовым теплоносителем, дополненные современными конструкторскими решениями по активной зоне и контурам охлаждения, позволяют обеспечить работу реакторной установки без тяжелых аварий со значимыми радиационными последствиями для населения при любых практически реализуемых аварийных исходных событиях и сценариях их развития.

Возможность реализации принципов естественной безопасности может быть продемонстрирована на примере быстрого реактора со свинцовым теплоносителем БРЕСТ-300, разработанного ФГУП НИКИЭТ при участии РНЦ "Курчатовский институт", ГНЦ РФ ФЭИ, ГНЦ РФ ВНИИНМ, РФЯЦ ВНИИТФ, ЦНИИ КМ "Прометей", ИБРАЭ РАН, МИФИ и других организаций [81, 98].

15.1. Состав и топливные характеристики активной зоны

БРЕСТ-300 разрабатывался как демонстрационный реактор с двухконтурной схемой отвода тепла и энергонапряженной активной зоной, обеспечивающей достижение глубокого выгорания топлива до $\sim 10\%$ за ограниченную кампанию ~ 5 лет, получение критических параметров пара и высокого КПД. При этих условиях с учетом специфических особенностей свинцового теплоносителя (высокая температура плавления, низкая массовая теплоемкость и ограниченная скорость

циркуляции) тепловая мощность 700 МВт, выбранная для реактора БРЕСТ-300, является близкой к минимальной для энергетического реактора, при которой достигается полное воспроизводство топлива ($K_{ВА} \approx 1$) и в полной мере выполняются требования естественной безопасности [99-101].

Температуры свинца на входе в активную зону 690 К и выходе 810 К выбраны такими, чтобы обеспечить необходимый запас до температуры замерзания свинца $T_3 = 600$ К и приемлемые условия работы оболочек твэлов, корпуса реактора, парогенераторов и насосов. Во втором контуре выбраны закритические параметры пара с температурой питательной воды 610 К, что улучшает условия работы парогенераторов. При этом достигается высокая термодинамическая эффективность паросилового цикла (КПД нетто 43 %). В схеме второго контура также предусмотрены специальные меры, исключающие замораживание свинца в аварийных режимах.

Малые замедление и поглощение нейтронов в свинце позволяют без заметного ухудшения баланса нейтронов увеличить относительный шаг твэлов и проходное сечение теплоносителя, снизить его максимальную скорость до $\sim 1,8$ м/с и перепад давления на прокачку по контуру до $\sim 0,25$ МПа, обеспечить высокий уровень естественной циркуляции ($G_{с.н.} \sim 0,1 G_{ном}$). Большой шаг решетки твэлов допускает использование бесчехловых ТВС, что исключает их перегрев при локальной закупорке проходного сечения на входе в ТВС.

Активная зона собрана из бесчехловых ТВС, имеющих в сечении квадратную форму. Решетка ТВС включает 121 квадратную ячейку (11×11), из которых 114 заняты стержневыми твэлами, а 7 - крепежными трубами, образующими вместе с дистанционирующими решетками каркас ТВС. Шаг твэлов во всех ТВС 13,6 мм, размер ТВС под ключ 148,4 мм, а шаг размещения ТВС 149,6 мм. Эффективная плотность столба топливных таблеток в твэле $13,5$ г/см³ [102].

Радиальное выравнивание подогревов свинца и максимальных температур оболочек твэлов осуществлено за счет 3-зонного профилирования топливной загрузки (рис. 15.1).

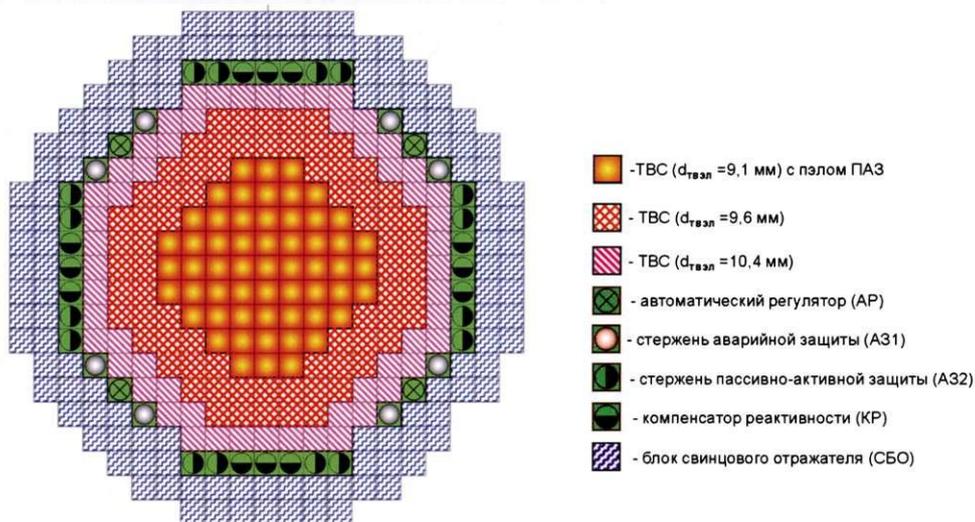


Рис. 15.1. Схема расположения элементов активной зоны реактора БРЕСТ-300

ТВС в каждой радиальной зоне (АЗ-1, АЗ-2 и АЗ-3) отличаются только диаметром твэлов, а состав топлива, число и шаг твэлов во всех ТВС одинаковы (табл.15.1). В бескожуховой конструкции ТВС такой способ позволяет привести в соответствие мощность и расход свинца в ТВС, а также стабилизировать по кампании распределение температур, поскольку при $K_{BA} \approx 1$ состав топлива слабо меняется. Это особенно важно для снижения максимальной температуры твэлов и обеспечения необходимых температурных запасов.

Таблица 15.1. Топливные характеристики активной зоны

Параметр	АЗ-1	АЗ-2	АЗ-3
Число ТВС	57	72	56
Радиус зоны, мм	637	959	1148
Высота зоны, мм	1100	1100	1100
Диаметр твэла, мм	9,1	9,6	10,4
Толщина оболочки, мм	0,50	0,50	0,55
Загрузка топлива (UN+PuN), т	4,36	6,31	5,97
Содержание всего плутония в загружаемых ТВС, % т.а.	14,0	14,0	14,0
Содержание ($^{239}\text{Pu} + ^{241}\text{Pu}$) в загружаемых ТВС, % т.а.	9,7	9,7	9,7
Коэффициент воспроизводства (средний по микрокампании)	1,05	1,06	1,07
Среднее выгорание в выгружаемых ТВС, % т.а.	9,0	6,9	4,8
Максимальное выгорание в выгружаемых ТВС, % т.а.	10,8	8,3	5,8
Радиационные повреждения оболочек твэлов, сна	120	97	73

Активная зона со всех сторон окружена свинцовым отражателем, исключаяющим не только производство плутония оружейного качества, но и обеспечивающим лучшее по сравнению с урановым бланкетом выравнивание распределения мощности, особенно в периферийных частях активной зоны (АЗ-3), а также глубоко отрицательный эффект реактивности при снижении уровня свинца в реакторе.

Коэффициенты радиальной неравномерности энерговыделения в зонах АЗ-1, АЗ-2 и АЗ-3 соответственно 1,09; 1,16 и 1,18, а относительные мощности в этих зонах - 34,8; 38,6 и 25 %. Коэффициент аксиальной неравномерности энерговыделения во всех зонах 1,18. Эти значения не изменяются по кампании.

В охлаждаемом свинцовом реакторе длительность кампании определяется не столько допустимым выгоранием выгружаемого топлива, сколько прогнозируемой коррозионной и радиационной стойкостью оболочек твэлов. В реакторах БРЕСТ кампания принята 1500 эф.сут (5 календарных лет), интервал между очередными перегрузками 1/5 части топливной загрузки активной зоны (микрокампания) 300 эф.сут, а время внешнего пристанционного топливного цикла 2 года, в дальнейшем при соответствующей технологии регенерации оно может быть сокращено до одного года и менее. Поскольку при $K_{BA} \approx 1$ в реакторе выгорает только ^{238}U , регенерация топлива упрощается и заключается лишь в отделении от него продуктов деления и замещении их на эквивалентное по массе количество ^{238}U . Все актиноиды возвращаются в реактор в составе основного топлива для дожигания и трансмутации.

Стартовая загрузка активной зоны формируется из природного или обедненного отавального урана в смеси с плутонием, получаемым после переработки выгружаемого из реакторов ВВЭР отработавшего топлива с последующей выдержкой плутония в течение ~20 лет для частичного распада ^{241}Pu в Am.

При работе в установившемся режиме частичных перегрузок в результате нескольких рециклов топлива его состав приближается к равновесному, когда масса и изотопный состав загружаемого и выгружаемого плутония и минорных актиноидов практически совпадают. В выгружаемом топливе уменьшается лишь масса ^{238}U и примерно на столько же увеличивается масса продуктов деления. Равновесный изотопный состав плутония слабо меняется по кампании из-за незначительной наработки избыточного ^{239}Pu и ^{241}Pu (~10 кг/год), необходимого для компенсации снижения реактивности из-за накопления продуктов деления и выгорания ^{238}U .

Период перехода от стартового изотопного состава к равновесному является наиболее сложным в плане обеспечения минимального изменения реактивности при выгорании и воспроизводстве топлива за микрокампанию. Длительность переходного периода и величина изменения реактивности зависят прежде всего от стартовой загрузки, корректировки состава догружаемого топлива и методов компенсации реактивности и при соответствующем их выборе может составить 1-2 кампании.

Приведенные в табл. 15.1 максимальные выгорания и радиационные повреждения оболочек получены в предположении, что каждая перегрузка топлива сопровождается симметричными перестановками оставшихся ТВС внутри АЗ-1 и АЗ-2 и поворотом ТВС на 180° в АЗ-3. При отказе от перестановок эти значения на ~10 % выше.

При работе на номинальной мощности (700 МВт) в активной зоне генерируется 689 МВт, в боковом отражателе с учетом всех конструкций - около 7 МВт и в торцевых отражателях - ~4 МВт. ТВС с максимальной мощностью (4,7 МВт) расположена в центре активной зоны. Максимальная энергонапряженность в активной зоне 225 МВт/м³, а максимальная линейная мощность - 43 кВт/м.

Замедление и спад потока нейтронов в свинцовом отражателе уменьшает радиационные повреждения в элементах конструкции реактора. В стальной обечайке, разделяющей потоки горячего и холодного свинца и расположенной на расстоянии ~80 см от края активной зоны, радиационные повреждения составляют ~0,2 сна/год, а в корпусе реактора - ~0,01 сна/год.

Изучалось влияние изотопного состава азота в топливе на нейтронно-физические характеристики реактора. Было показано, что снижение в 4-5 раз содержания ^{14}N и замещение его на ^{15}N позволяет увеличить $K_{эф}$ на ~2,5 %, приблизительно на 10 % снизить топливную загрузку, что, вероятно, с избытком может окупить затраты на обогащение азота изотопом ^{15}N .

15.2. Эффекты реактивности и органы регулирования

Значения эффектов и коэффициентов реактивности, связанных с выгоранием и воспроизводством топлива, температурными и мощностными изменениями геометрических, плотностных и ядерных характеристик активной зоны, приведены в табл. 15.2 [103].

Воспроизводство топлива в активной зоне позволяет полностью компенсировать снижение реактивности при его выгорании. В балансе реактивности за микрокампанию, помимо горения и наработки топливных изотопов учитывалось накопление продуктов деления, β -распад ^{241}Pu , запаздывание в распаде ^{239}Np , распухание топлива и вынос продуктов коррозии из активной зоны. Детальный анализ зависимости реактивности от изменения состава активной зоны показывает, что в пределах микрокампании она имеет вид выпуклой параболы с максимальным выбегом $0,3 \cdot 10^{-3}$ (~ $0,1\beta_{эф}$).

Таблица 15.2 Эффекты и коэффициенты реактивности реактора БРЕСТ-300

Параметр	Значение
Температурные коэффициенты реактивности $\alpha, (\Delta K/K)/\text{град}$:	
изменение плотности свинца в реакторе α_{Pb}	$1,9 \cdot 10^{-6}$
радиальное расширение активной зоны $\alpha_{\text{рад}}$	$-6,7 \cdot 10^{-6}$
аксиальное расширение твэлов $\alpha_{\text{акс}}$	$-1,1 \cdot 10^{-6}$
эффект Доплера при номинальной $T_{\text{топл}}$ α_D	$-5,6 \cdot 10^{-6}$
доплеровская постоянная (dp/dT) T	$-5,2 \cdot 10^{-3}$
Эффекты реактивности $\Delta\rho, \Delta K/K$:	
от выгорания и распухания топлива $\Delta\rho_{\text{выг}}$	$-0,5 \cdot 10^{-3}$
от коррозии оболочек $\Delta\rho_{\text{кор}}$	$0,5 \cdot 10^{-3}$
температурный $\Delta\rho_T$	$-0,2 \cdot 10^{-3}$
мощностной $\Delta\rho_M$	$-1,5 \cdot 10^{-3}$
нептуниевый $\Delta\rho_{Np}$	$-1,0 \cdot 10^{-3}$
максимальный выбег реактивности $\Delta\rho_{\text{выб}}$	$0,3 \cdot 10^{-3}$
оперативный запас реактивности $\Delta\rho_{\text{оп}}$	$0,4 \cdot 10^{-3}$
суммарный запас реактивности $\Delta\rho_{\Sigma}$	$3,4 \cdot 10^{-3}$
Эффективная доля запаздывающих нейтронов $\beta_{\text{эф}}$	$3,6 \cdot 10^{-3}$
Эффект срабатывания УТР	$-1,0 \cdot 10^{-3}$
Время жизни мгновенных нейтронов, с	$5,3 \cdot 10^{-7}$

Ввиду высокой теплопроводности твэла и небольшого подогрева теплоносителя (120 К) при подъеме мощности от $N=0$ до номинальной $N=N_{\text{ном}}$ средняя температура топлива увеличивается всего на 240 К. При этом мощностной эффект реактивности отрицателен ($-1,5 \cdot 10^{-3}$) и практически полностью определяется эффектом Доплера.

С учетом изотермического температурного эффекта реактивности (разогрев активной зоны от температуры свинца при длительной остановке реактора ~ 670 К до номинального ее значения на входе в активную зону ~ 690 К), нептуниевого и мощностного эффектов, а также запаса реактивности на компенсацию выгорания и регулирование мощности суммарный эффект, равный максимальному запасу реактивности, составляет $3,4 \cdot 10^{-3}$. Такая реактивность может быть реализована только в случае, если в холодном состоянии реактора все органы системы управления и защиты (СУЗ) были бы одновременно введены в положение их максимальной реактивности.

Под пустотным эффектом реактивности (ПЭР) понимается изменение реактивности при любом изменении плотности свинцового теплоносителя (температурное расширение, кипение, слив свинца или его разбавление паровыми или газовыми пузырями). Поскольку при сохранении целостности активной зоны кипение свинца исключено ($T_{\text{кип. Pb}} > T_{\text{пл. обол}}$), реализация заметного по величине ПЭР возможна лишь в случае аварии со сливом свинца из реактора, а также при попадании в активную зону паровых или газовых пузырей в авариях с разрывом трубок парогенератора или с массовой разгерметизацией твэлов.

Равномерный слив свинца из реактора ведет к монотонному снижению реактивности, достигающему при полном опустошении реактора - 18 % [104].

Исследования пространственной зависимости ПЭР показали, что только в центральных областях активной зоны содержание большого количества паровых

или газовых пузырей (~50 % объемных) может привести к вводу положительной реактивности $\sim 1,5 \beta_{эф}$. Однако в периферийных частях активной зоны и отражателях наличие пузырей ведет к снижению реактивности.

Оценки, выполненные при наиболее консервативных предположениях относительно рождения пузырей, их захвата свинцом, прохождения по контуру с учетом сжатия, показали, что ни при какой возможной аварии значение ПЭР не превышает $\beta_{эф}$. Лишь в случае диверсии, когда газ вводится в теплоноситель под активной зоной, могут реализоваться значения ПЭР $> \beta_{эф}$.

Конструкция твэла со свинцовым подслоем, исключающим термомеханическое взаимодействие оболочки с топливом при распухании последнего, сводит к минимуму возможность его разгерметизации. С учетом внешнего давления столба свинца, уравнивающего внутреннее давление газов на оболочку, даже при максимальном выгорании топлива и температуре 1100 К результирующее напряжение в оболочке в 3-4 раза ниже допустимого. В аварии с разгерметизацией оболочек и выходом в активную зону газа из всех твэлов, у которых внутреннее давление превышает внешнее, ПЭР $< 0,5 \beta_{эф}$.

Относительно небольшие размеры активной зоны реактора БРЕСТ, наличие свинцового отражателя и малые эффекты реактивности позволяют разместить органы регулирования за пределами активной зоны (рис.15.1) и осуществлять регулирование реактора воздействием на утечку нейтронов. Для реализации такого способа регулирования используются столбы свинца с пневматически изменяемыми уровнями, а также сборки поглощающих элементов из W_2B_5 с пневматическими, механическими или гидравлическими приводами. Размещение органов регулирования вне активной зоны позволяет проводить перегрузку топлива под контролем СУЗ.

По принципу действия органы регулирования подразделяются на активные, срабатывающие по командам оператора или по сигналам датчиков контроля, и пассивные, срабатывающие при превышении допустимых параметров.

Функционально органы регулирования выделены в группы:

- 8 стержней аварийной защиты АЗ ($-0,5 \%$);
- 4 стержня регулирования мощности АР ($\sim 0,08 \%$);
- 12 компенсаторов реактивности КР - столбов свинца ($\sim 0,3 \%$);
- 16 пассивных стержней аварийной защиты ПАЗ (-1%), которые срабатывают при снижении расхода теплоносителя ниже допустимого уровня.

Следует отметить, что каналы с пневматически регулируемым органами в своей нижней части связаны с контуром свинцового теплоносителя. Поэтому изменение напора теплоносителя на входе в активную зону приводит к изменению в этих каналах уровней столбов свинца и, следовательно, к изменению реактивности и мощности. При отключении всех насосов и переходе на естественную циркуляцию снижение уровней столбов свинца вводит отрицательную реактивность $\Delta\rho = 0,3 \%$ [102].

После периода, связанного с выходом реактора на номинальную мощность и равновесное значение концентрации ^{239}Np , все стержни СУЗ находятся в выведенном верхнем положении. Исключение составляют стержни АР, которые при самоходе могут ввести максимальную реактивность $-0,06 \% \ll \beta_{эф}$.

В процессе пуска и вывода реактора на номинальную мощность наряду с самоходом АР можно предположить и крайне маловероятную аварию с вводом максимального запаса реактивности при включении принудительной циркуляции теплоносителя $\Delta\rho_{max} = 0,34 \% < \beta_{эф}$. Однако даже в этой аварии при наложении отказа всех систем АЗ исключен разгон на мгновенных нейтронах. Мощность реактора будет

стабилизирована за счет разогрева топлива, изгиба ТВС и увеличения зазоров между ними усилителями термических расширений.

Суммарная эффективность всех стержней СУЗ равна 1,88 %, а без группы из восьми стержней АЗ - 1,38 %. Следовательно, как при перегрузке, так и при пуске реактора после взвода группы стержней АЗ обеспечивается необходимая подкритичность >1 %.

15.3. Конструкция реакторной установки

Реактор имеет полуинтегральную конструкцию первого контура (рис.15.2). Активная зона и все основное оборудование свинцового контура размещено в металлическом корпусе высотой 19 м. В нижней части диаметр корпуса 5,5 м, толщина стенки 70 мм, в верхней части диаметр 11,5 м, а толщина 30 мм. Сверху корпус имеет съемную плиту с двумя поворотными пробками и механизмами перегрузки. Корпус выполнен из аустенитной стали, его масса около 880 т, ресурс работы 60 лет. С учетом залитого в контур свинца (около 600 м³) и массы внутриреакторного оборудования полная масса реактора ~8000 т.

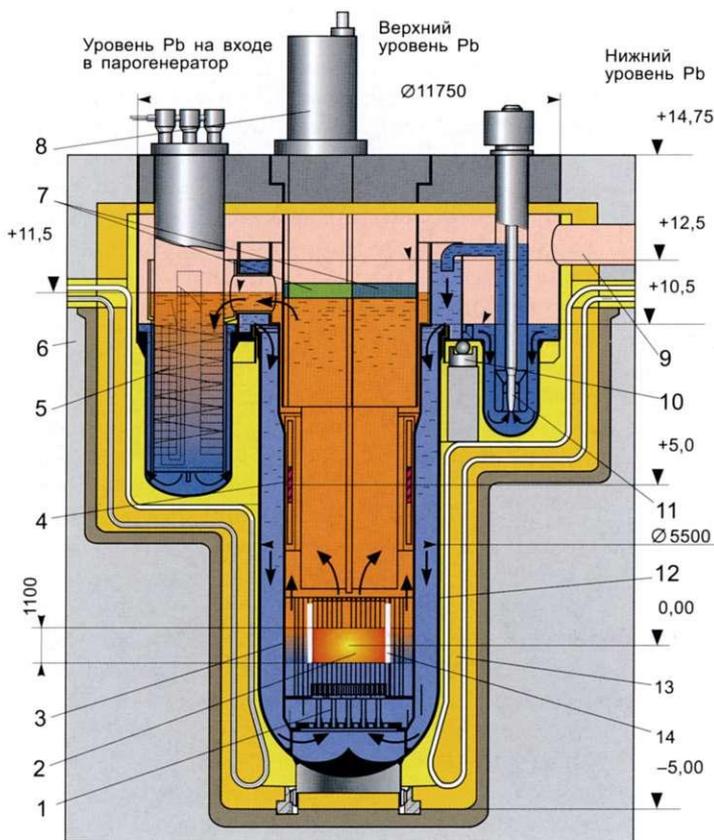


Рис.15.2. Общий вид реактора БРЕСТ-300:

1 - опорные стойки; 2 - активная зона; 3 - разделительная обечайка; 4 - хранилище ТВС; 5 - парогенератор; 6 - бетонная шахта; 7 - поворотные пробки; 8 - перегрузочная машина; 9 - аварийный сброс парогазовой смеси; 10 - опоры; 11 - насос; 12 - корпус; 13 - теплоизоляция; 14 - СУЗ

Верхняя широкая часть корпуса реактора вместе с пристыкованными к ней корпусами парогенераторов (ПГ) и насосов и вместе с разделительной обечайкой диаметром 6,5 м образуют кольцевую камеру. В этой камере размещено 8 ПГ и 4 главных циркуляционных насоса.

Парогенератор имеет витую конструкцию, выполнен в виде пучка труб диаметром 16 мм с толщиной стенки 3 мм. Паропроизводительность ПГ ~186 т/ч, площадь поверхности теплообмена ~ 470 м².

Главный циркуляционный насос является осевым насосом погружного типа. Он создает напор свинцового теплоносителя 2,5 м при расходе 1 м³/с. Потребляемая мощность 350 кВт, скорость вращения 500 об/мин.

В нижней части обечайки, разделяющей потоки горячего и холодного теплоносителя, расположена перфорированная плита с опорными конструкциями, в которых крепятся хвостовики ТВС активной зоны, элементы конструкций органов регулирования и кожуха свинцового отражателя.

К верхней части обечайки крепится внутриреакторное хранилище отработавших ТВС. Хранилище включает 40 пеналов, расположенных по кольцу диаметром 3,7 м на расстоянии 5 м от активной зоны. Оно также является узловым приемным устройством перегрузки не только ТВС, но и элементов конструкций органов регулирования и кожухов отражателя.

На поворотных пробках установлены два механизма перегрузки, один из которых (на внутренней малой пробке) предназначен для внутриреакторной перегрузки, а другой (на внешней большой пробке) - для загрузки и выгрузки из реактора через внутриреакторное хранилище. При перегрузке не требуется отмывки выгружаемых ТВС.

Корпус реактора размещается в железобетонной шахте толщиной 3 м. Страхочный корпус не требуется. Внутренняя поверхность шахты облицована сталью и теплоизолирована от корпуса. Зазор между стенками корпуса и шахты выбран таким, чтобы при разгерметизации корпуса и частичном вытекании свинца исключить потерю его циркуляции в контуре. В зазоре по всему периметру реактора проходят подъемные участки труб системы пассивного воздушного охлаждения. Опускные участки воздухопроводов размещены в стенке шахты.

В шахте корпус своей широкой частью устанавливается на катковые опоры и его положение фиксируется шпонками, принимающими на себя усилия от сейсмических нагрузок. В нижней части корпус центрируется хвостовиком относительно оси шахты.

В реакторе используется нетрадиционная схема циркуляции теплоносителя. Насосами свинец поднимается на высоту 2,5 м относительно уровня в камере всасывания и подается на свободный уровень кольцевой напорной камеры. Далее свинец опускается до опорной плиты, проходит снизу вверх через активную зону, нагреваясь до температуры 810 К, и подается в общую сливную камеру горячего теплоносителя. Затем свинец поднимается вверх и через патрубки раздаточного коллектора входит в ПГ. Опускаясь по межтрубному пространству, горячий свинец отдает свое тепло рабочему телу второго (пароводяного) контура, проходящему по трубам ПГ. Охлажденный до температуры 690 К свинец поднимается вверх по кольцевому зазору и выливается в камеру всасывания насосов, откуда снова подается в напорную камеру.

При остановленных насосах естественная циркуляция свинца осуществляется через патрубки, соединяющие напорные камеры насосов с кольцевой напорной камерой. Для улучшения естественной циркуляции свинца ПГ расположены на 6 м выше активной зоны. На случай крайне маловероятной аварии с замерзанием свинца во всех ПГ предусмотрена небольшая его циркуляция (~1,5 % от $G_{ном}$) по байпасной линии в обход ПГ.

В предложенной схеме циркуляции свинец при своем движении дважды выходит на свободный уровень, что существенно улучшает сепарацию паровых пузырей, попадающих в контур при аварии с разгерметизацией труб ПГ, и исключает опасный заброс пара в активную зону. В случае такой аварии переопрессовка корпуса исключается за счет того, что отсепарированный пар поступает в большой газовый объем (~300 м³) и через сбросные трубы с разрывными мембранами отводится в бассейн-барботер.

Высокая температура свинца на входе в активную зону естественным образом приводит к использованию паросилового цикла со сверхкритическим давлением. В схеме с закритическими параметрами теплоносителя второго контура создаются более благоприятные условия работы труб ПГ за счет снижения температурного перепада между свинцом и рабочим телом и проще решается проблема, связанная с возможным замораживанием свинца при снижении мощности, аварийной остановке реактора и других аварийных и переходных режимах.

Предполагается использовать стандартное оборудование паротурбинных блоков сверхкритического давления. Возможно применение питательных насосов с паротурбинным приводом, а также струйных насосов-смесителей для подогрева питательной воды острым паром.

Отвод остаточного тепла в штатном и аварийном режимах работы реактора осуществляется двумя пассивными системами расхолаживания:

- первая - через погруженные в свинец воздушные теплообменники (трубы Фильда) и далее через вентиляционную трубу в атмосферу, максимальная отводимая мощность 7 МВт;
- вторая - излучением нагретых поверхностей корпусов реактора и ПГ к трубам воздушных теплообменников и далее через вентиляционную трубу в атмосферу, максимальная отводимая мощность при температуре стенки корпуса 720 К равна 3,5 МВт.

Благодаря трубной конструкции система воздушного охлаждения сохраняет работоспособность при разгерметизации корпуса и заполнении шахты свинцом. Радиоактивность выбрасываемого в атмосферу воздуха из-за присутствия в нем ⁴¹Ag пренебрежимо мала (менее 0,1 Ки/сут).

15.4. Радиоактивность теплоносителя

Хотя свинец химически токсичен, при использовании его в качестве теплоносителя реактора основная опасность связана с радиоактивностью, причем не столько самого свинца, сколько примесей. Собственная радиоактивность свинца в реакторе БРЕСТ, оказывающая влияние на дозовые нагрузки при перегрузках топлива и выполнении ремонтных работ, определяется ²⁰³Pb с периодом полураспада 52,1 ч и составляет 0,01 Ки/л (0,004 Ки/л через 3 сут после остановки), долговременная активность связана с ²⁰⁵Pb, накапливаемым за 60 лет работы в количестве ~5·10⁻⁶ Ки/л и распадающимся с периодом 1,4·10⁷ лет. При использовании марки свинца С00 его активность за счет примесей определяется в основном изотопами сурьмы. Для снижения мощности дозы γ -излучения до уровня ~5 мкР/с (около первого контура через 3 сут после остановки реактора) необходима очистка свинца, снижающая содержание сурьмы на два порядка.

Оценена активность второго контура по тритию из-за его выхода из свинца и проникновения через стенки трубок ПГ. Показано, что при скорости выхода трития из свинца 10⁻⁵ л/с и 1000-кратном снижении проницаемости трубок по тритию имеющейся на их поверхности оксидной пленкой, активность второго контура по

трицию может быть снижена до рекомендуемых санитарных норм, а выброс трития уменьшен до $\sim 4 \cdot 10^{-3}$ Ки/сут (в форме НТО).

^{210}Po в свинцовом теплоносителе образуется в реакции на ^{209}Bi , присутствующем как в виде примеси, так и получаемом в реакции на ^{208}Pb . В отсутствие очистки от висмута и полония равновесная активность ^{210}Po достигает $5 \cdot 10^{-3}$ Ки/л.

В освоенных в эксплуатации судовых реакторах со свинцово-висмутовым охлаждением накопление ^{210}Po в теплоносителе оказывается на 4 порядка больше, чем в свинцовом теплоносителе, так что эксплуатация рассматриваемого реактора не встретит больших трудностей с этой стороны. Однако в экстремальных авариях с разрушением крышки реактора, разгерметизацией газового объема и контейнента, с повышением температуры свинца вклад ^{210}Po может составить значительную часть в радиоактивном выбросе.

Эксперименты и оценки показывают, что ^{210}Po образует интерметаллиды со свинцом и его выход в аварийных ситуациях сильно зависит от температуры свинца, состояния поверхности свинца, слоя окислов на ней, состава и конвекции газа над поверхностью свинца. Влияние этих факторов изучено недостаточно. Если исходить из консервативной оценки, то придется предусмотреть очистку теплоносителя и газового контура. В случае постоянной очистки от полония и висмута при скорости очистки $300 \text{ м}^3/\text{сут}$ и коэффициенте очистки 0,9 концентрация полония в свинце может быть снижена в 1000 раз, что решает проблему радиационной опасности полония даже в случае предельной аварии.

15.5. Анализ безопасности реактора БРЕСТ-300

При анализе безопасности принималось несколько температурных пределов, характеризующих возможность и масштаб повреждения топлива:

- сохранение работоспособности активной зоны - температура оболочек твэлов $T_{об} < 950 \text{ К}$ ($T_{об} < 1200 \text{ К}$ кратковременно) и температура топливных таблеток $T_m < 1900 \text{ К}$;
- потеря активной зоны или реактора в целом (авария “экономического класса” с разгерметизацией твэлов, выходом в контур газообразных и летучих продуктов деления, разрушением отдельных элементов конструкции реактора) - температура оболочек твэлов и свинца на выходе из активной зоны в пределах 1200-1500 К;
- разрушение активной зоны и других реакторных конструкций с возможностью разуплотнения свинцового контура, образования вторичных критических масс, выходом радиоактивности в окружающую среду - температура оболочек твэлов и свинца $> 1500 \text{ К}$.

Квазигомогенность быстрого реактора и стабильность нейтронных распределений допускают применение для его анализа простых и наглядных приближений, в том числе одноточечной модели нейтронной кинетики. Теплогидравлическая картина аварии часто оказывается более сложной и требует более тщательных неоднородных расчетов.

Анализ аварий при исходных событиях, обычно рассматриваемых в качестве запроектных, таких, как ввод максимального запаса реактивности, полная потеря принудительной циркуляции теплоносителя, полная потеря стока тепла, разрыв парового коллектора с захолаживанием первого контура - и все это без срабатывания

активных средств аварийной защиты - показывает, что реактор БРЕСТ преодолевает эти аварии без разрушения топлива и больших радиоактивных выбросов*.

Но возможны экстремальные аварии из-за внешних воздействий (терроризм, ракетная атака) с множественным повреждением оборудования, сооружений и барьеров, которые не поддаются сколько-нибудь определенной вероятностной оценке. Качественно более высокий уровень безопасности реакторов типа БРЕСТ состоит в их устойчивости по отношению к таким воздействиям. Анализ показывает, что и при таких авариях не происходит полной потери циркуляции теплоносителя, отвода остаточного тепла, разгона на мгновенных нейтронах, разрушения топлива и радиоактивного выброса катастрофического масштаба.

15.6. Гипотетические аварии

Ниже приведены результаты анализа экстремальных аварий, традиционно рассматриваемых для быстрых реакторов. Поскольку в реакторе типа БРЕСТ реальных причин и сценариев возникновения таких аварий не обнаружено, они постулируются и рассматриваются в качестве гипотетических.

15.6.1. Быстрый ввод большой положительной реактивности

Исследовалось поведение активной зоны в аварии с вводом большой положительной реактивности $\Delta\rho=2\beta$ (0,72 %) со скоростью $d\rho/dt=1...50 \beta/c$. При $d\rho/dt=1 \beta/c$ максимальное значение мощности достигается на 2-й с ($N=3,9 N_{ном}$). Максимальные температуры компонентов активной зоны устанавливаются в асимптотике ($T_{мон}=2320$ К, $T_{об}=1350$ К, $T_{ми}=1220$ К). При $d\rho/dt=10 \beta/c$ максимальное значение мощности $N=67 N_{ном}$ достигается на 0,18-й с, а максимальные температуры топлива, оболочки и теплоносителя - на 0,4-й с ($T_{мон}=2740$ К), на 0,5-й с ($T_{об}=1460$ К) и на 1-й с ($T_{ми}=1220$ К) соответственно.

Анализ показал, что при $d\rho/dt=50 \beta/c$ максимальное значение мощности достигается в первом пике разгона на мгновенных нейтронах через 0,026 с ($N=624 N_{ном}$). В этом процессе максимальные температуры топлива, оболочки и теплоносителя достигаются соответственно на 0,3 с ($T_{мон}=2900$ К), на 0,4 с ($T_{об}=1530$ К) и на 1 с ($T_{ми}=1290$ К). Они не превышают температур плавления топлива и оболочки и температуры кипения свинца. Однако существует значительная неопределенность в свойствах конструкционных материалов при температурах выше 1100 К и смешанного нитридного топлива при температурах выше температуры фазовых переходов ~2000 К. Критерием безопасности в быстрых реактивных авариях становится скорость возрастания энтальпии в топливной таблетке, так как возможно разрушение (фрагментация) топливной таблетки, минуя фазу плавления.

В случае оксидного топлива фрагментация происходит при выделении в нем энергии около 600 Дж/г за интервал времени, меньший 1/3 от постоянной времени твэла. В твэле реактора БРЕСТ-300 постоянная времени ~1 с. При скорости ввода реактивности 50 β/c в нитридном топливе в горячем пятне за 0,3 с выделяется энергия ~460 Дж/г, что, по-видимому, не приведет к фрагментации, хотя это утверждение нуждается в экспериментальной проверке.

При температурах оболочек твэлов выше 1200 К возможна их разгерметизация с выпуском газообразных продуктов деления в контур теплоносителя и ростом

* Расчеты переходных процессов выполнены сотрудниками РНЦ "Курчатовский институт".

реактивности из-за положительного локального пустотного эффекта. Таким образом, на аварию с быстрым вводом положительной реактивности может наложиться авария с реализацией положительного ПЭР. Расчеты показали, что при выходе газа в результате одновременной разгерметизации всех твэлов, у которых внутреннее давление газа превышает внешнее гидростатическое, и концентрировании всех пузырей в центре активной зоны ПЭР=0,5 β. Дополнительный ввод такой реактивности в асимптотике приведет к увеличению температур компонент активной зоны на ~130 К, а для изучения этой аварии в динамике необходимо знать скорость выхода газа из твэлов и момент начала их выхода.

Процесс разрушения UN-PuN при быстром разгоне мало изучен. Но качественная картина может быть получена из простых оценок. Если источник разгона обладает ограниченным "запасом реактивности" $\Delta\rho < 2\beta$, то разгон закончится через 0,02-0,04 с. В этой аварии удельное энерговыделение в центральной зоне составит ~250 Дж/г, в среднем по реактору ~170 Дж/г, а выход энергии в виде тепла Q~3 ГДж, что может вызвать плавление оболочек твэлов в центральной зоне реактора (~1/3 объема). Вынос топливных таблеток из разрушенной части активной зоны потоком свинца приведет к снижению реактивности. Последующий ход аварии определится медленным движением топливно-свинцовой смеси и ее перемешиванием с окружающим "холодным" свинцом.

Если $\Delta\rho > 2\beta$, разогрев топлива может привести к фрагментации таблеток из-за внутреннего давления газов еще до достижения температурой топлива точки плавления $T_{пл} = 3100$ К. Для максимальной оценки принималось, что быстрая фрагментация с тонким диспергированием топлива в свинце происходит при $T = 2800$ К. В натриевых реакторах фрагментация топлива привела бы к быстрому вскипанию натрия с переходом тепловой энергии в механическую (паровой взрыв). В реакторе со свинцовым охлаждением при соотношении масс топлива и свинца в активной зоне ~1/3 энергия, мгновенно выделяемая при вводе реактивности $\Delta\rho_{Ш} = 3\beta$ и вызывающая фрагментацию топлива, приводит к росту температуры топливно-свинцовой смеси до ~1800 К, тогда как температура кипения свинца ~2600 К при $P = 1$ МПа (на уровне активной зоны). Локальное кратковременное вскипание свинца на поверхностях более крупных фрагментов топлива, если оно и возможно, не приведет к существенному росту давления.

Разрушение топлива и теплообмен займут более $3 \cdot 10^{-2}$ с, но и при этом скачок давления в сплошной тяжелой среде был бы большим, хотя квазистатическая деформация ближайшей к активной зоне части корпуса не вышла бы далеко за пределы упругости. Но объем газовых полостей твэлов с избытком компенсирует расширение свинца, сводя скачок давления и деформацию других конструкций реактора к небольшим величинам. По этой же причине небольшим будет и скачок давления, вызванный освобождением газовых продуктов деления, составляющих несколько процентов от массы и тепловой энергии топлива.

Разрушение топлива, скорее всего, приведет и к прекращению действия источника реактивности, введенного ранее чисто гипотетически, без конкретизации его природы. Во всяком случае новому разгону будут препятствовать значительное увеличение температурного эффекта смеси и снижение коэффициента размножения при изменении конфигурации остатков активной зоны за счет общего движения свинца. Это движение приведет к постепенному тепломассообмену горячей смеси с окружающим "холодным" свинцом, и дальнейшее развитие аварии, вероятно, пойдет по сценарию, описанному ниже (см. разд. 15.6.2).

За 15-30 с разогретая масса достигнет парогенератора и корпуса реактора. Избежавшие механического разрушения, они могут быть разрушены тепловым воздействием горячей

массы, если она за это время не успеет в достаточной степени охладиться. Возникает и опасность создания критической массы при попадании топливно-свинцовой смеси в парогенератор с водой, чему, однако, будут препятствовать значительные концентрации ^{135}Xe и ^{149}Sm , образующиеся в быстром реакторе. Изучение этих процессов является частью задачи о поведении топливно-свинцовой смеси.

Проведенный выше качественный анализ гипотетического быстрого разгона при вводе реактивности до 3β со скоростями до $50\beta/\text{с}$ показывает, что, приводя к разрушению топлива и выделению значительной энергии ~ 450 Дж/г ($Q \sim 5$ ГДж), разгон не вызывает кипения свинца и существенного механического воздействия на основные конструкции реактора. Энерговыделение во вспышке $Q \sim (dp/dt \cdot \tau)^{0.5}$ в быстром реакторе оказывается значительно меньшим, чем в тепловом (τ – время жизни мгновенных нейтронов). Но при $dp/dt \sim 50\beta/\text{с}$ качественно верную картину процесса дает усредненное по вспышкам описание и его результаты оказываются слабо зависящими не только от τ , но и от dp/dt . Более существенны другие качества реактора – температурные запасы до кипения теплоносителя, гасящие эффекты реактивности, сглаживание скачков давления газовыми полостями и др.

15.6.2. Разрушение активной зоны

Рассматривалась задача о возможности образования вторичных критических масс в быстром реакторе со свинцовым теплоносителем в постулируемой аварии с разрушением активной зоны [105, 106]. Малое отличие удельных весов нитридного топлива и свинца, тепловая конвекция тяжелого теплоносителя, приводящая к разбрасыванию топливных таблеток и препятствующая группированию топлива, позволяют надеяться на существование (после разрушения активной зоны) устойчивого асимптотического состояния системы, не зависящего от предистории аварии.

Для решения этой задачи в ИБРАЭ РАН и МИФИ при участии НИКИЭТ разработаны самосогласованные модели, учитывающие тепловую конвекцию, перенос частиц топлива и тепловыделение, обусловленное нейтронно-физическими процессами при изменяющейся во времени конфигурации топлива. Рассчитывались также тепловая нагрузка на корпус и поля температур. Предложенная модель реализована в машинных кодах.

Рассматривался следующий сценарий разрушения активной зоны. Предполагалось, что в результате аварии (по неизвестным причинам) в течение 100 с разрушается центральная часть активной зоны, составляющая $2/3$ ее общего объема. Начальные условия по тепловыделению и источнику запаздывающих нейтронов соответствуют работе реактора на номинальной мощности. Отвод тепла осуществляется системой пассивного воздушного охлаждения корпуса реактора. В результате конвективных течений свинца топливные таблетки выносятся из активной зоны и разносятся по всему объему реактора, постепенно локализуясь в местах с минимальным током свинца (на дне корпуса реактора). По мере осаждения таблеток на дне их суммарная масса приближается к критической, растет тепловыделение, усиливаются конвективные потоки, препятствующие дальнейшей локализации таблеток. Таким образом, для образования локальной критической массы требуется выполнение ряда условий:

- большой объем разрушенного топлива в активной зоне;
- форма корпуса, благоприятствующая локализации топлива;
- плотность топлива, заметно превышающая плотность свинца;
- слабые потоки конвективных течений, подъемная сила которых меньше разности гравитационной и архимедовой сил.

При решении задачи была принята сферическая форма днища корпуса, т.е. оптимальная для локализации топливных таблеток (в конструкции БРЕСТ форма днища имеет вид выпуклого конуса, исключая локализацию). Все внутрикорпусные конструкции, препятствующие локализации топлива, не учитывались.

Анализ показывает, что возможность образования локальной критической массы зависит от плотности топлива. При плотности ниже 12 г/см^3 она не образуется, выше - такая возможность появляется.

Полученные результаты являются консервативными, так как не учитывается постоянный источник нейтронов, связанный с наличием долгоживущей компоненты, обусловленной распадом актиноидов. Не учитывалось и локальное вскипание теплоносителя при разгоне, приводящее в этом случае к значительному разбросу топливных таблеток и падению реактивности. Во всяком случае быстрый коллапс топлива с большими скоростями ввода реактивности и энерговыделением во вспышке в реакторе не реализуется.

15.7. Слив, замораживание и размораживание свинцового теплоносителя

При аварийном разуплотнении корпуса реактора часть свинца перетекает в свободные полости между корпусом и стенкой бетонной шахты реактора. Суммарный объем этих полостей выбран таким, что уровень свинца в корпусе снижается до отметки, при которой не нарушается естественная циркуляция свинца через парогенераторы. Поведение реактивности при сливе или откачивании свинца из реактора рассмотрено ранее. Показано, что реактор остается глубоко подкритическим при любом уровне свинца в реакторе.

Для обоснования работоспособности и безопасности РУ со свинцовым теплоносителем, имеющим температуру перехода в жидкое состояние 600 К , необходимо рассмотреть ситуации, которые могут привести к замораживанию/размораживанию теплоносителя. В реакторе со свинцовым теплоносителем такая авария более вероятна, чем при использовании натрия.

Неконтролируемое изменение температуры контура возможно только в режимах охлаждения. Быстрые неуправляемые режимы разогрева с плавлением свинца практически исключены.

На работающем реакторе опасность заморзания свинца связана с перекрытием проходных сечений для движения теплоносителя. Наиболее тяжелая в этом плане ситуация может возникнуть при разрыве паропровода на выходе из ПГ. Такая авария ведет к резкому увеличению расхода и падению давления питательной воды в аварийном ПГ, что вызывает ее вскипание и при длительном протекании этого процесса может привести к заморзанию и прекращению циркуляции свинцового теплоносителя через ПГ. Поэтому в конструкциях первого и второго контуров БРЕСТ-300 предусмотрены меры, предотвращающие заморзание свинца с перекрытием трактов его циркуляции в подобной аварии. Заморзание свинца на периферии реактора возможно в процессе длительного его расхолаживания, но благодаря теплопроводности это не ведет к чрезмерному росту температуры топлива.

Одной из ситуаций, в результате которой происходит замерзание теплоносителя, рассматривается остывание неработающего реактора. Предполагается, что такая авария возникает при длительном обесточивании АЭС. Анализ проводился с целью определения областей заморзания свинцового теплоносителя и временной зависимости этого процесса от характеристик тепловой защиты.

Наиболее тяжелой является ситуация в начале эксплуатации реактора при отсутствии внешних и внутренних источников тепла. Расчеты показали, что замерзание свинца в активной зоне и прилегающих свинцовых отражателях приводит к росту реактивности на $5 \cdot 10^{-3}$. Такой рост реактивности не опасен, поскольку остановленный реактор находится в глубоко подкритическом состоянии. Таким образом, замораживание теплоносителя можно отнести к авариям экономического класса без радиационных последствий.

Расчет остывания реактора со свежей топливной загрузкой за счет теплопотерь в окружающую среду проводился без учета источников тепла, включая радиоактивный распад топливных изотопов. При расчетах толщина двухслойной тепловой защиты шахты реактора принималась $(300+300)=600$ мм, причем теплопроводность первого слоя 0,58, а второго - 0,12 Вт/(м·К). Температура свинца в контуре принималась 690 К, защитного бетона - 310 К, окружающей среды - 290 К. Показано, что замерзание теплоносителя на днище реактора начинается только на 30-е сут после начала остывания, в верхней части реактора первые области с затвердевшим теплоносителем появляются на 6-е сут. В рассмотренном варианте максимальная температура бетона в течение 30 сут не превышает 350 К.

Таким образом, подбором изоляционных материалов, используемых для теплозащиты шахты, можно обеспечить сохранение свинцового теплоносителя в жидком состоянии в течение длительного периода. Затвердевание относительно небольших количеств свинца в области верхнего свободного уровня можно предотвратить установкой теплоизоляции, например, толщиной 300 мм с коэффициентом теплопроводности 0,1 Вт/(м·К), либо дополнительных нагревателей мощностью не более 50 кВт. Эта задача решается при возврате в реактор всех актиноидов для их трансмутации, а также при размещении в свинце специальных сборок со стронцием.

В качестве наиболее общего способа компенсации изменений объема при замораживании-размораживании свинца рассматривается использование свободных объемов (свободных уровней). Чем выше температура верхних слоев, тем выше их податливость и тем меньше усилий требуется для выдавливания свинца на свободный уровень. К противоположному эффекту приводит опережающий разогрев нижних слоев. К уменьшению воздействия свинца на конструкции приводит и ряд других конструкторских решений:

1. Снижение объема свинца, приходящегося на единицу деформируемой поверхности конструкции. В пределе для каждого элемента можно указать такой объем свинца, изменения которого полностью поглощаются допустимой деформацией конструкций.

2. Разделение сплошных объемов свинца на отдельные области с помощью различного рода перегородок. За счет этого не только увеличивается деформируемая поверхность, но может быть исключен охват конструкции сплошным массивом свинца, улучшены условия для деформирования усадочной внутренней пористости.

3. В качестве элементов, принимающих на себя долю изменений объема свинца, могут быть специально предусмотрены упругие элементы – компенсаторы, что позволит разгрузить внутриреакторные конструкции. Компенсаторами объема могут оказаться внутренние поры в затвердевшем свинце и зазоры, образующиеся в процессе кристаллизации и охлаждения. Для формирования такой пористости, в частности, можно использовать кристаллизацию свинца сверху-вниз, при которой образуется бульшая пористость, чем при направленной кристаллизации снизу-вверх.

Приведенный выше анализ показывает, что проблема замораживания-размораживания в основном может быть сведена к типичным задачам обоснования прочности элементов реактора. Для равномерного обжаривания трубок парогенератора

с шагом в радиальном направлении между бухтами $S=32$ мм среднее по поверхности взаимодействия давление составляет 30 МПа. При таком давлении напряжение в трубке толщиной 3 мм составляет 65 МПа, что существенно меньше предела текучести сталей аустенитного класса. Для твэлов активной зоны с $S=13,6$ мм, $d=9,1 \times 0,5$ мм напряжения в оболочках также ниже допустимых. С учетом ползучести свинца, внутренней пористости, а также конечной жесткости трубок ПГ и твэлов воздействие на них свинца в режиме замораживания-размораживания может оказаться ниже расчетных значений.

Итак, проблема замораживания-размораживания свинцового контура существует, но может быть решена выбором параметров, режимов и конструкторских решений.

15.8. Радиоактивный выброс при разрушении внешних барьеров

Один из мотивов применения тяжелого теплоносителя в быстром реакторе вместо натрия связан с авариями со значительным нарушением целостности внешних барьеров безопасности, ведущим к длительному контакту теплоносителя с атмосферой. Внутренне присущая безопасность требует рассмотрения и таких маловероятных, но возможных аварий и предполагает исключение чрезмерно тяжелых их последствий. До сих пор для быстрых реакторов детального исследования аварий такого рода не проводилось. При отсутствии многих исходных данных, необходимых для такого рода исследований, была выполнена грубая оценка последствий этой аварии для одного из сценариев ее развития для быстрых реакторов с натрием и свинцом.

Качественные различия в протекании аварии в обоих случаях связаны с самоподдерживающимся горением натрия при контакте с воздухом, с выделением при этом значительного количества тепла на уровне или выше остаточного тепловыделения продуктов деления, с высокой упругостью паров натрия (3 мм рт. ст. при температуре 770 К), высокой радиоактивностью собственно натрия, с потерей охлаждения топлива в результате выгорания натрия.

Постулировалась авария с разрушением корпуса реактора (крышки) и здания. Предполагалось, что в результате аварии, произошедшей по неизвестным причинам, реакторы переходят в заглушенное состояние с установлением температуры свинца в объеме реактора на уровне 1100 К, а температура натрия - 770 К. Предполагалось также сохранение этих температур в течение 4 сут, что соответствует максимальной оценке выброса радиоактивности для случая свинца и минимальной - для натрия, поскольку при минимальном отводе тепла за счет излучения и конвекции воздуха температура свинца будет падать, а натрия - расти. Расчетами и экспериментами показано, что до температуры 1500 К возгорания свинца при его контакте с воздухом не происходит. Поэтому считалось, что твэлы сохраняют свою целостность и утечка радиоактивности из топлива остается на проектном уровне. В обоих случаях рассматривалась ситуация, когда персоналу не удастся осуществить меры по прекращению радиоактивного выброса. Выброс из газового объема в начале аварии в этом расчете не учитывался.

Выход радионуклидов из свинца в воздух рассчитывался с помощью методики, в основу которой положены известные аналогии процессов тепло- и массопереноса и закона Рауля без учета экранирующего действия окисного слоя на границе свинец-воздух. Унос свинца оценивался по экспериментальным данным, полученным в ФЭИ при исследовании процессов испарения и окисления жидкого свинца в первые 10 ч контакта свинца и воздуха, когда испарение максимально.

Унос свинца в рассматриваемой аварии составил 22 г/с, что при наихудших погодных условиях ведет к концентрации свинца вблизи поверхности земли на

расстоянии 10 км от установки $0,02 \text{ мг/м}^3$, эквивалентной по химической токсичности свинца 2 ПДК (для свинца ПДК=0,01 мг/м^3).

В табл.15.3 представлены максимальные оценки выброса за аварию радиационно опасных радионуклидов при условии, что в реакторе БРЕСТ используется свинец марки С00, и в процессе эксплуатации реактора очистка свинца от этих радионуклидов не производится. Там же представлена их относительная потенциальная радиационная опасность в единицах ДК для ограниченной части населения.

Таблица 15.3. Максимальные оценки выброса радиационно опасных радионуклидов за аварию

Показатель	Радионуклид						
	Zn	As	Cd	I	Cs	Hg	Po*
Выброс, Ки	500	300	100	60	100	1200	3
Относительная опасность	0,1	0,04	0,0006	0,16	0,08	0,2	0,4

* Для полония выброс взят за сутки.

Как видно из табл.15.3, потенциальная радиационная опасность суточного выброса полония без очистки от него свинца примерно эквивалентна опасности от суммарного выброса всех остальных радионуклидов за аварию.

Полученная величина выброса соответствует примерно пятому уровню по международной шкале событий на АЭС (авария с риском для окружающей среды). Меры по очистке теплоносителя от полония и других радионуклидов позволили бы снизить последствия аварии до четвертого или даже третьего уровня. Однако развитие рассматриваемой аварии с учетом повреждения топлива может привести к значительному увеличению выброса, что требует дополнительного изучения на последующих стадиях разработки.

При аналогичной аварии в реакторе с натриевым теплоносителем скорость горения натрия составит 1-3 т/ч. При выносе 15 % продуктов горения натрия, 50 % цезия, 10 % йода минимальная оценка радиоактивного выброса за 4 сут дает $\sim 10^5$ Ки по ^{24}Na (с учетом его распада), ~ 50 Ки по ^{22}Na , ~ 3 Ки по ^{137}Cs , ~ 30 Ки по ^{131}I . За это время выгорит весь натрий или значительная часть его, в результате наступит прекращение охлаждения топлива с его разрушением и много большим радиоактивным выбросом. При наихудших погодных условиях на расстоянии ~ 10 км от реактора концентрация натрия и его соединений в воздухе может достичь 10 мг/м^3 , что эквивалентно 100-1000 ПДК (ПДК для соединений натрия - 0,01-0,1 мг/м^3).

Итак, согласно расчетным оценкам в аварии с разрушением внешних барьеров, опасность радиоактивного и токсичного выбросов в натриевом реакторе из-за его горения на ~ 2 порядка выше, чем в свинцовом, даже без учета неминуемого разрушения активной зоны натриевого реактора с многократным увеличением выбросов.

15.9. Быстрый реактор БРЕСТ-1200

Реакторная установка БРЕСТ-1200 электрической мощностью 1200 МВт рассматривается как базовая реакторная установка в структуре крупномасштабной ядерной энергетики следующего этапа.

Основные конструкторские решения и подходы физического проектирования активной зоны, определяющие характеристики естественной безопасности БРЕСТ-1200, приняты в основном такими же, как в БРЕСТ-300. Но были предприняты шаги к улучшению конструкции, повышению экономичности, безопасности и экологических качеств:

1. Принята чисто бассейновая конструкция реактора без стального корпуса с размещением оборудования и теплоносителя непосредственно в бетонной шахте, стенка которой теплоизолирована со стороны свинцового контура и охлаждается естественной циркуляцией воздуха (рис. 15.3).

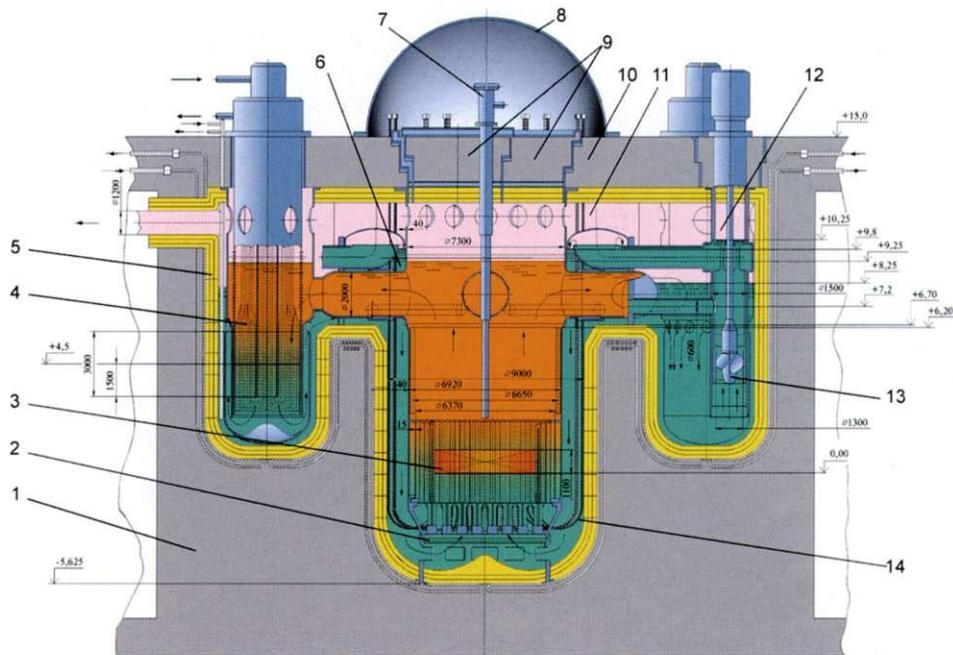


Рис. 15.3. Реакторная установка БРЕСТ-1200:

1 - железобетонная шахта; 2 - опорная решетка; 3 - активная зона; 4 - парогенератор; 5 - теплоизоляция; 6 - напорная камера реактора; 7 - внутриреакторная перегрузочная машина; 8 - герметизирующий колпак; 9 - поворотные пробки; 10 - верхняя плита перекрытия; 11 - газовый объем (аргон); 12 - напорная камера насоса; 13 - циркуляционный насос; 14 - труба СУЗ

Бассейновая конструкция упрощает изготовление и монтаж реактора, обеспечение его устойчивости к сейсмическим и другим внешним воздействиям. Основная доля остаточного тепла (~ 9 МВт) отводится естественной циркуляцией воздуха через систему труб типа Фильда, размещенных в свинце вблизи корпусов парогенераторов. Таким образом, для аварийного отвода остаточного тепла, с учетом труб охлаждения стенки шахты (~ 3 МВт), предусмотрены две независимые системы естественного воздушного охлаждения суммарной мощностью ~ 12 МВт.

2. В проекте реактора БРЕСТ-1200 одновременно с вопросами естественной безопасности решается проблема радиоактивных отходов, для чего в сборках бокового экрана устанавливаются элементы, содержащие ^{129}I и ^{99}Tc в равновесных количествах в целях их трансмутации, а также элементы, содержащие стронций и цезий, также в равновесных количествах, создающих стационарный источник тепла $\sim 0,1-0,2$ % от номинальной мощности на случай длительной остановки реактора.

3. Совершенствуется система перегрузки топлива, допускающая осуществление квазинепрерывной перегрузки, что позволяет существенно уменьшить количество облученного топлива, в том числе плутония, размещенного в хранилищах и системах переработки, а также уменьшить неопределенности в изменении реактивности при выгорании топлива. При $K_B=K_{BA}\approx 1$ в период интенсивного строительства АЭС такого типа возникает дефицит плутония, преодолеть который можно путем использования в качестве топлива смеси плутония со слабообогащенным ураном, получаемым при дообогащении уранового регенерата после переработки топлива LWR или путем вовлечения оружейного урана. Использование ^{235}U улучшает ряд характеристик безопасности реактора (увеличивает $\beta_{\text{эф}}$, снижает пустотный эффект реактивности и т.д.). По мере приближения суммарной мощности ядерной энергетики к максимальному уровню, определяемому структурой всей энергетики, происходит постепенное уменьшение концентрации ^{235}U в потребляемом топливе вплоть до перехода к топливу из отвалного урана в смеси с плутонием.

Активная зона набирается из бесчехловых ТВС в квадратной решетке с шагом 231,2 мм. Квадратные ТВС включают 289 (17×17) ячеек с шагом 13,6 мм, из них 272 заняты твэлами, 9 центральных - несущей трубой, а оставшиеся 8 - трубками меньшего диаметра, которые вместе с центральной трубой и дистанционирующими решетками образуют каркас ТВС.

Как и в реакторе БРЕСТ-300, для профилирования топливной загрузки, обеспечивающего радиальное выравнивание температурных полей и подогревов теплоносителя, активная зона разделена на три подзоны, отличающиеся только диаметром твэлов (рис. 15.4). Центральная зона включает 148 ТВС с твэлами диаметром $d=9,1$ мм, средняя - 108 ТВС ($d=9,6$ мм) и периферийная - 76 ТВС ($d=10,4$ мм). Толщина оболочки всех твэлов 0,5 мм, толщина компенсирующего свинцового подслоя между топливом и оболочкой 0,25 мм, высота активной части твэлов 1100 мм. Равновесный изотопный состав плутония в топливе практически не отличается от состава в реакторе БРЕСТ-300.

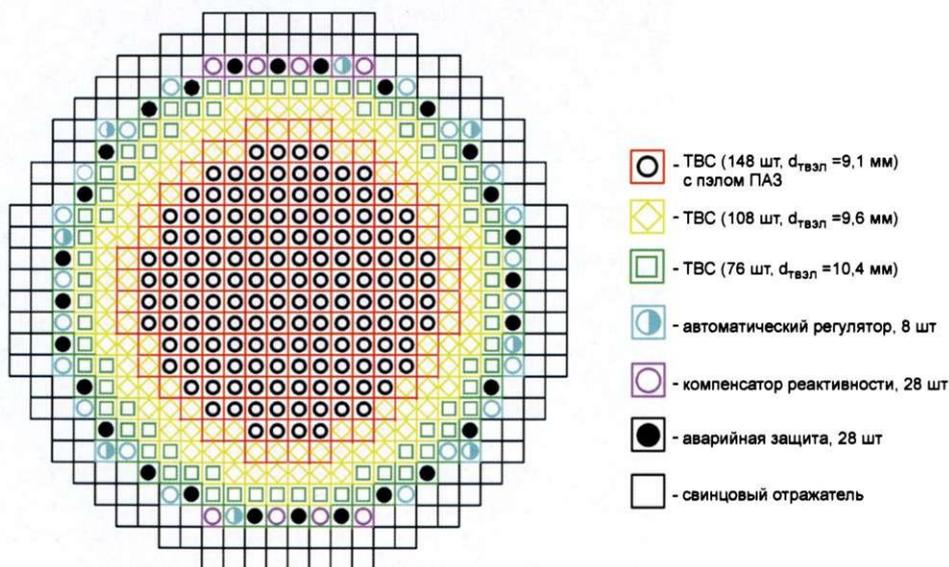


Рис. 15.4. Схема расположения элементов активной зоны реактора БРЕСТ-1200

Для снижения положительного коэффициента реактивности, связанного с температурным изменением плотности свинца, в торцевых отражателях активной зоны предусмотрено размещение поглотителей нейтронов. При расчетах они рассматривались в виде стержней из карбида бора высотой ~50 мм, расположенных в газовой полости каждого твэла и хвостовиках ТВС на расстоянии ~200 мм от активной зоны.

Наличие поглотителей привело к перераспределению высотного распределения энерговыделения. При этом максимальная температура оболочки сместилась от верхнего края активной зоны в сторону ее центра и снизилась на ~10 К, что позволило сохранить принятый в реакторе БРЕСТ-300 подогрев теплоносителя ($\Delta T=120$ К) и обеспечить благоприятные условия работы парогенераторов, насосов и турбины.

Активная зона со стороны боковой поверхности окружена свинцовым отражателем, выполненным из трех-четырёх рядов четырехгранных кожуховых каналов, заполненных свинцовым теплоносителем вместе с заключенными в капсулы материалами, содержащими трансмутируемые ^{129}I и ^{99}Tc , а также тепловыделяющие ^{90}Sr и ^{137}Cs . Примыкающий к активной зоне ряд каналов используется для размещения части органов СУЗ, выполненных как в виде отдельных столбов свинца с пневматически и гидравлически (от напора теплоносителя) регулируемые по высоте уровнями свинца, так и в виде сборок поглощающих элементов, пневматически перемещаемых в столбах свинца. Таким образом, для управления небольшими эффектами реактивности в реакторе БРЕСТ-1200 используются те же принципы регулирования, что и в реакторе БРЕСТ-300. Однако из-за больших радиальных размеров активной зоны реактора БРЕСТ-1200 ($D_{\text{акт}}=4750$ мм) эффективность регуляторов в боковом отражателе в ~2 раза ниже, чем в реакторе БРЕСТ-300. Это привело к необходимости разместить в активной зоне часть органов СУЗ, которые обеспечивают аварийную защиту и глубокую подкритичность (~2 %) в заглушенном состоянии реактора.

Расчеты показали, что большие поглощающие сборки, полностью занимающие отдельные ячейки активной зоны, приводят к нарушению регулярности решетки ТВС, перераспределению энерговыделения и расхода теплоносителя, взаимной интерференции органов СУЗ, при этом заметной становится самоэкранировка поглотителей, снижающая эффективность органов СУЗ.

В проекте реактора БРЕСТ-1200 был принят вариант размещения поглощающих элементов из диборида вольфрама в несущей трубе каждой из 148 ТВС центральной зоны профилирования. Как и в реакторе БРЕСТ-300, эти элементы взводятся гидродинамическим напором теплоносителя, имеют два крайних положения – верхнее (выше активной зоны при работе реактора) и нижнее (в центре активной зоны в заглушенном состоянии реактора). Эти органы СУЗ взводятся только при включении принудительного расхода теплоносителя и срабатывают как активно, так и пассивно при снижении расхода ниже порогового значения (~30 % $G_{\text{ном}}$). Их эффективность ~1,2 %, а полная эффективность всех органов СУЗ с учетом размещенных в отражателе - ~2,4 %. При пуске реактора после включения расхода осуществляется активное поочередное взведение отдельных групп стержней.

Для выравнивания среднего выгорания выгружаемого из реактора топлива каждая зона профилирования имеет свою кампанию: центральная - 1500 эф. сут (5 лет), средняя и периферийная - 1800 эф. сут (6 лет). Интервал между перегрузками 300 эф. сут (1 год). Таким образом, каждая перегрузка связана с заменой 1/5 части центральной зоны (30 ТВС с выгоранием $X_{\text{cp}}=8,8$ % и $X_{\text{max}}=11,9$ %), 1/6 части средней зоны (~18 ТВС с $X_{\text{cp}}=8,2$ % и $X_{\text{max}}=11,8$ %) и 1/6 части периферийной зоны (13 ТВС с $X_{\text{cp}}=5,3$ % и $X_{\text{max}}=8,1$ %).

Ниже приведены основные нейтронно-физические и технические характеристики реактора БРЕСТ-1200 для установившегося состава топлива (табл. 15.4, 15.5) после завершения переходного периода с вовлечением ^{235}U .

В связи с тем, что в реакторе БРЕСТ-1200 состав топлива, конструкция ТВС и параметры теплоносителя практически такие же, как в реакторе БРЕСТ-300, значения основных эффектов и коэффициентов реактивности в этих реакторах также близки. Исключение составляет плотностной эффект реактивности свинца, что связано с большими радиальными размерами активной зоны реактора БРЕСТ-1200. Тем не менее, как это видно из табл. 15.4, суммарный запас реактивности $\Delta\rho_{\text{tot}} < \beta_{\text{эф}}$ в любом состоянии реактора, что исключает разгон на мгновенных нейтронах при любом исходном событии по внутренним причинам.

Таблица 15.4. Эффекты и коэффициенты реактивности реактора БРЕСТ-1200

Параметр	Значение
Температурные коэффициенты реактивности $\alpha, (\Delta\text{K}/\text{K})/\text{град}$:	
изменение плотности свинца в реакторе $\alpha_{\text{рб}}$	$3,4 \cdot 10^{-6}$
радиальное расширение активной зоны $\alpha_{\text{рад}}$	$-7,7 \cdot 10^{-6}$
аксиальное расширение твэлов $\alpha_{\text{акс}}$	$-0,8 \cdot 10^{-6}$
эффект Доплера при номинальной $T_{\text{топл}}$ α_{D}	$-5,4 \cdot 10^{-6}$
константа Доплера K_{D}	$5 \cdot 10^{-3}$
Эффекты реактивности $\Delta\rho, \Delta\text{K}/\text{K}$:	
выгорание топлива $\Delta\rho_{\text{в}}$	$-0,3 \cdot 10^{-3}$
температурный $\Delta\rho_{\text{T}}$	$-0,1 \cdot 10^{-3}$
мощностной $\Delta\rho_{\text{M}}$	$-1,5 \cdot 10^{-3}$
нептуниевый $\Delta\rho_{\text{Np}}$	$-0,9 \cdot 10^{-3}$
оперативный запас реактивности $\Delta\rho_{\text{оп}}$	$0,3 \cdot 10^{-3}$
полный запас реактивности $\Delta\rho_{\text{tot}}$	$3,1 \cdot 10^{-3}$
Эффективная доля запаздывающих нейтронов $\beta_{\text{эф}}$	$3,4 \cdot 10^{-3}$
Время жизни мгновенных нейтронов, с	$5,1 \cdot 10^{-7}$

В табл. 15.5 дано сравнение основных технических характеристик рассмотренных свинцовоохлаждаемых быстрых реакторов.

Таким образом, расчетные исследования и конструкторские проработки реактора БРЕСТ-1200 подтвердили, что создание быстрых реакторов со свинцовым теплоносителем большой мощности может быть в значительной мере осуществлено на принципах, которые были заложены при разработке реактора БРЕСТ-300. Концепция развития ядерной энергетики на основе свинцовоохлаждаемых быстрых реакторов естественной безопасности с замкнутым топливным циклом и радиационно-эквивалентным захоронением РАО получила дальнейшее развитие в расширении мощностного ряда реакторов БРЕСТ.

Таблица 15.5. Технические характеристики реакторов БРЕСТ-1200 и БРЕСТ-300

Характеристика	БРЕСТ-1200	БРЕСТ-300
Тепловая мощность, МВт	2800	700
Электрическая мощность, МВт	1200	300
Число ТВС в активной зоне	332	185
Диаметр активной зоны, мм	4750	2300
Высота активной зоны, мм	1100	1100
Диаметр твэла, мм	9,1; 9,6; 10,4	9,1; 9,6; 10,4
Шаг твэлов, мм	13,6	13,6
Топливо	UN+PuN	UN+PuN
Топливная загрузка (U+Pu)N, т	60	16
Загрузка Pu (²³⁹ Pu+ ²⁴¹ Pu), т	7,34/4,93	2,2/1,6
Кампания топлива, лет	56	5
Интервал между перегрузками, лет	1	1
КВА	-1	-1
Температура входа/выхода свинца, °С	420/540	420/540
Максимальная температура оболочки, °С	650	650
Максимальная скорость свинца, м/с	1,6	1,8
Температура пара на выходе из ПГ, °С	520	520
Давление пара на выходе из ПГ, МПа	24,5	24,5
КПД нетто энергоблока, %	~43	~43

15.10. Сравнение экономических показателей реакторов БРЕСТ-1200, БН-800, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1500

Сравнение технико-экономических показателей проекта АЭС на основе реактора со свинцовым теплоносителем типа БРЕСТ с АЭС на основе реакторов других типов, в первую очередь освоенных реакторов типа ВВЭР и БН, может быть корректным, если установленные мощности таких АЭС отличаются незначительно. Для этого используем проект двухблочной АЭС на основе рассмотренного выше реактора со свинцовым теплоносителем БРЕСТ-1200 [108], имеющего во многом сходную конструктивную схему с реактором БРЕСТ-300. На основании подробных проектных проработок этой АЭС получены предварительные данные по ее технико-экономическим показателям [107].

Согласно проектным данным, для сооружения АЭС с двумя блоками БРЕСТ-1200 требуются капитальные вложения в сумме 2100 млн руб. (1991 г.), т.е. удельные капитальные вложения в ценах 1991 г. составляют ~ 875 руб./кВт, включая стоимость первой загрузки. Себестоимость электроэнергии в установившемся режиме должна составить ~ 1,5 коп./(кВт·ч) в ценах 1991 г. Как видно, эти значения сопоставимы с аналогичными показателями АЭС с реакторами других типов (табл. 15.6) [61].

Таблица 15.6. Технико-экономические показатели АЭС с быстрыми и тепловыми реакторами (в ценах 1991 г.)

Характеристика	БРЕСТ-1200	БН-800	ВВЭР-1000 (В-392)	ВВЭР-1500
К _{уд} , руб./кВт	875	1106	920	827
с, коп./кВт·ч	1,5	2,49	2,11	1,62
Срок службы, лет	60	30	40	50
Собственные нужды, %	5,7	7,6	5,8	5,7

15.11. Выводы

Возможность реализации принципов естественной безопасности продемонстрирована на примере быстрого реактора со свинцовым теплоносителем БРЕСТ-300, разработанного ФГУП НИКИЭТ при участии РНЦ “Курчатовский институт”, ГНЦ РФ ФЭИ, ГНЦ РФ ВНИИНМ, РФЯЦ ВНИИТФ, ЦНИИ КМ “Прометей”, ИБРАЭ РАН, МИФИ и др.

С учетом специфических особенностей свинцового теплоносителя (высокая температура плавления, низкая массовая теплоемкость и ограниченная скорость циркуляции) тепловая мощность 700 МВт, выбранная для реактора БРЕСТ-300, является близкой к минимальной для энергетического реактора, при которой достигается полное воспроизводство топлива ($K_{VA}=1$) и в полной мере выполняются требования естественной безопасности.

Для исключения замораживания свинца в аварийных режимах выбраны закритические параметры пара с температурой питательной воды 610 К и предусмотрены специальные меры в схеме второго контура. При этом достигается высокая термодинамическая эффективность паросилового цикла (КПД нетто 43 %).

В свинцовоохлаждаемом реакторе длительность кампании определяется не столько допустимой величиной выгорания выгружаемого топлива, сколько прогнозируемой коррозионной и радиационной стойкостью оболочек твэлов. В реакторе БРЕСТ кампания принята равной 1500 эф.сут (5 календарных лет), а интервал между очередными перегрузками (микрокампания) 300 эф.сут, время внешнего топливного цикла 2 года.

Принятый в расчетных исследованиях равновесный изотопный состав плутония и актиноидов получен в предположении, что в пристанционном топливном цикле при переработке выгружаемого топлива от него отделяются только продукты деления и замещаются на эквивалентное по массе количество ^{238}U . Все актиноиды возвращаются в реактор в составе основного топлива для дожигания и трансмутации. Стартовая топливная загрузка формируется из обедненного урана и плутония, полученного в результате переработки топлива, выгружаемого из реакторов ВВЭР.

Воспроизводство топлива в активной зоне позволяет полностью компенсировать снижение реактивности при его выгорании.

Ввиду высокой теплопроводности твэла и небольшого подогрева теплоносителя (120 К) при подъеме мощности от $N=0$ до номинальной $N=N_{ном}$ средняя температура топлива увеличивается всего на 240 К. При этом мощностной эффект реактивности отрицателен ($-1,5 \cdot 10^{-3}$) и практически полностью определяется эффектом Доплера.

Оценки, выполненные при наиболее консервативных предположениях относительно рождения пузырей, их захвата свинцом, прохождения по контуру с учетом сжатия, показали, что ни при какой возможной аварии значение ПЭР не

превышает $\beta_{эф}$. Лишь в случае диверсии, когда газ вводится в теплоноситель под активной зоной, могут реализоваться значения ПЭР $>\beta_{эф}$.

■ При остановленных насосах естественная циркуляция свинца осуществляется через патрубки, соединяющие напорные камеры насосов с кольцевой напорной камерой. Для улучшения естественной циркуляции свинца ПГ расположены на 6 м выше активной зоны. В случае маловероятной аварии замерзания свинца во всех ПГ предусмотрена небольшая его циркуляция ($\sim 1,5\%$ от $G_{ном}$) по байпасной линии в обход ПГ.

■ Анализ аварий при исходных событиях, обычно рассматриваемых в действующих и проектируемых реакторах в качестве запроектных, показывает, что реактор БРЕСТ преодолевает их без разрушения топлива и больших радиоактивных выбросов.

■ Качественно более высокий уровень безопасности реакторов типа БРЕСТ состоит в их устойчивости по отношению к экстремальным авариям из-за внешних воздействий (терроризм, ракетная атака) со множественным повреждением оборудования, сооружений и барьеров, которые не поддаются определенной вероятностной оценке. Анализ показывает, что и при таких авариях не происходит полной потери циркуляции теплоносителя, отвода остаточного тепла, разгона на мгновенных нейтронах, разрушения топлива и радиоактивного выброса катастрофического масштаба.

■ В реакторе БРЕСТ-1200 основные конструкторские решения и подходы физического проектирования активной зоны, определяющие характеристики его естественной безопасности, приняты в основном такими же, как в реакторе БРЕСТ-300. Основное отличие - бассейновая конструкция реактора, размещаемого в бетонной шахте, что упрощает изготовление и монтаж реактора, обеспечение его устойчивости к сейсмическим и другим внешним воздействиям.

■ Общий объем собственных финансовых средств, необходимых для сооружения двухблочной АЭС с реактором БРЕСТ-1200, оценен в проектных проработках ~ 2100 млн руб. (1991 г.), включая капиталовложения собственно в АЭС, пристанционный топливный цикл и оборотные средства. Проектная себестоимость отпускаемой электроэнергии оценена $\sim 1,5$ коп. (1991 г.)/(кВт·ч), а с учетом затрат на НИОКР составит около 1,7 коп. (1991 г.)/(кВт·ч) (0,96 цент/(кВт·ч)). При этих показателях обеспечивается высокая экономическая эффективность АЭС с реакторами БРЕСТ-1200 в системах электроэнергетики как при строительстве за счет собственных средств и привлекаемых инвестиций, так, вполне возможно, и при использовании заемного капитала.

ГЛАВА 16

■■■ Реализация элементов естественной безопасности в реакторе БН-800

К настоящему времени накоплен большой опыт разработок и эксплуатации быстрых реакторов с натриевым теплоносителем, на основе которого многие их свойства можно считать свойствами естественной безопасности:

- Устойчивая отрицательная обратная связь по мощности и температуре.
- Отсутствие отравления реактора после его остановки.
- Незначительные изменения пространственного распределения нейтронных потоков в процессе нормальной эксплуатации и динамических режимах при возмущениях по входным параметрам (температура и расход теплоносителя, реактивность).

- Исключительная простота управления реактором.
- Очень слабое коррозионное воздействие натрия на конструкционные материалы реактора (после 40 лет эксплуатации исследовательского реактора БР-10 свойства конструкционных материалов не изменились).
- В корпусе реактора давление близко к атмосферному. Он не подвергается высокому давлению, большому флюенсу или коррозионному воздействию, поэтому разрыв корпуса здесь еще менее вероятен, чем в водо-водяном реакторе (ВВР), где он, как известно, относится к классу гипотетических, не рассматриваемых в проекте аварий. В то же время реализация этой аварии в быстром реакторе ничем не грозит с точки зрения безопасности, поскольку корпус окружен равнопрочным кожухом, а объем утечки натрия в кожух незначителен.
- Разгерметизация трубопроводов первого контура любого размера в интегральном реакторе не приводит к ядерно-опасным авариям.
- Значительна теплоемкость первого контура реактора. Расчеты, подтвержденные прямыми экспериментами на реакторах БН-350 и БН-600, показывают, что в условиях полного прекращения теплоотвода от первого контура после срабатывания аварийной защиты рост средней температуры натрия в первом контуре реактора не превышает 30 °С/ч. С учетом большого запаса до температуры кипения натрия это дает резерв времени для принятия мер по ограничению последствий подобной запроектной аварии.
- Важным свойством натрия является незначительное уменьшение коэффициента теплоотдачи при переходе в режим естественной циркуляции, который быстро устанавливается при потере принудительной циркуляции.

Наиболее важным обобщенным показателем надежности данного типа реакторов является опыт их эксплуатации. В табл. 16.1 представлены достигнутые ресурсы натриевого оборудования без капитального ремонта.

Таблица 16.1. Достигнутые ресурсы натриевого оборудования без капитального ремонта, ч

Оборудование	Установка			
	БР-10	БОР-60	БН-350	БН-600
Несменяемое оборудование:				
корпус реактора	150 000	200 000	170 000	120 000
трубопроводы первого контура	300 000	200 000	170 000	120 000
Натриевые насосы	170 000 (электромагнитные)	130 000 (механические)	10 000 (механические)	100 000 (механические)
Промежуточные теплообменники	300 000	200 000	170 000	120 000
Парогенераторы	—	Опытные модели разных типов	150 000	105 000

При рабочих давлениях на выходе активной зоны температура кипения натрия около 900 °С. Опасения относительно быстрого осушения тепловыделяющих сборок при достижении температуры кипения и невозможности съема тепла в режиме кипения не оправдались.

Специальными экспериментальными исследованиями [108] показано, что осуществляется надежный съем тепла в режиме кипения сплава натрий-калий при естественной циркуляции теплоносителя в каналах твэлов до уровня 15-25 % номинальных тепловых потоков. При этом режим теплосъема наблюдался в течение нескольких десятков минут вплоть до момента прекращения эксперимента. Устойчивый режим кипения наблюдался и на макетах твэлов, исследованных в реакторах БОР-60 и БН-350 [109, 110].

Это создает уникальные возможности расширения свойств естественной безопасности - после достижения температур в каналах твэлов 900 °С в тяжелых запроектных авариях температура оболочки стабилизируется на этом уровне за счет теплоотвода в режиме кипения, и оболочка не теряет герметичности в течение часов. В то же время анализ аварий, в которых может быть превышена температура кипения натрия, показывает, что период такого превышения находится в пределах десятка минут.

Химическая активность натрия по отношению к воде и кислороду воздуха высока и является потенциальным источником опасности. Рассмотрим эти вопросы на основе накопленного опыта разработок и эксплуатации отечественных быстрых реакторов. Изложенное далее дает возможность утверждать, что освоена технология, которая достаточно эффективно нейтрализует обсуждаемый недостаток натрия в условиях его применения в нерадиоактивном втором контуре, хотя, разумеется, соответствующие устройства относятся к активным средствам обеспечения безопасности.

Взаимодействие натрия с водой проявляется при разуплотнении теплопередающих трубок парогенератора с реакцией нерадиоактивного натрия и воды (пара) в пределах второго контура. Прежде всего надо акцентировать внимание на двух обстоятельствах.

Во-первых, выделяющийся при реакции водород попадает в инертную среду газовых полостей, поэтому взрыв исключен. При определенном превышении давления в контуре парогазовая смесь сбрасывается в специальные емкости, где пары или жидкий натрий сепарируются, а газ сбрасывается через трубу в атмосферу. Во-вторых, этот процесс не связан с радиоактивными средами: второй контур снабжен высокоэффективными мембранами, срабатывающими при превышении давления над рабочим на 1 кг/см².

Принятая конструкция модульно-секционных парогенераторов на реакторе БН-600 обеспечила высокий КИУМ, несмотря на большое количество разуплотнений теплопередающих трубок:

- из 72 модулей течи воды в натрий имели место в 12 модулях;
- только в одном случае блок останавливался из-за того, что перед течью он работал на двух петлях;
- только в трех случаях останавливалась дефектная петля и мощность реактора снижалась до 67 % от номинала;
- в остальных 8 случаях отключалась дефектная секция; дефектная петля и реактор в целом оставались в работе на номинальной мощности.

Проведенными в России и за рубежом исследованиями установлено, что натрий воспламеняется при температуре выше 180 °С. Пламя локализовано и его высота 1-2 см. Снижение температуры ниже зоны пламени очень резкое, горящий натрий остается в жидком состоянии с температурой 700-800 °С. Горящий слой натрия выделяет примерно в 15 раз меньше тепла в единицу времени, чем слой нефтепродуктов равной площади. Излучающая мощность пламени поглощается большим количеством образующегося белого дыма. Весьма эффективны средства обнаружения протечек натрия.

За время эксплуатации реактора БН-600 имело место 27 течей натрия. Во всех случаях, кроме двух, количество пролитого натрия не превышало 1 кг. В одном

случае (31.12.1990 г.) при течи натрия через кольцевую сквозную трещину длиной 30 мм штуцера модуля парогенератора из-за пропуска отсечной арматуры диаметром 300 мм количество пролитого натрия составило 600 кг. Течь прекратилась через 4 сут после замораживания натрия в подводящих трубопроводах к секции парогенератора. Утечка и горение натрия протекали достаточно спокойно и не препятствовали действиям персонала (был снят фильм).

Более серьезное нарушение (классифицированное как 1-й уровень по Международной шкале ядерных событий) было с течью натрия (около 1000 кг) на трубопроводе вспомогательной системы очистки натрия первого контура диаметром 48 мм, которая произошла 07.10.1994 г. с выбросом 10 Ки ^{24}Na в окружающую атмосферу. Нормальная работа блока была восстановлена в течение нескольких суток.

Данный пример показывает, что утечка и горение натрия легко обнаруживаются, а последствия эффективно локализируются даже при больших массовых выливах. Каких-либо последствий для металлических или строительных конструкций не обнаружено.

Как известно, проект блока БН-800 получил лицензию на продолжение строительства. Характеристики надежности и безопасности блока были подтверждены вероятностным анализом безопасности в составе технического проекта. Документ содержит, в частности, анализ более 30 аварийных ситуаций (включающих рассмотрение более 1000 последовательностей их прохождения). Показано, что результирующая вероятность разрушения активной зоны менее $7 \cdot 10^{-6}$ 1/реакторо-лет.

Свойства естественной безопасности строящегося блока БН-800 можно проиллюстрировать также на примере детерминистического анализа запроектных аварий и гипотетических ситуаций, связанных с горением натрия. Проектные и запроектные аварии вплоть до разрыва полным сечением натриевых трубопроводов подробно просчитаны (с учетом накопленных экспериментальных данных) в Техническом отчете безопасности блока БН-800, где показано и экспертизой подтверждено, что и в самых тяжелых случаях активная зона остается неповрежденной, а радиационные последствия для персонала и населения не выходят за рамки, допускаемые нормативными документами. Ни в одном случае не требуются мероприятия по эвакуации населения.

Опыт расчетно-теоретических исследований применительно к перспективному быстрому реактору большой мощности показывает, что может быть создана активная зона на нитридном топливе, сочетающая два важнейших параметра, определяющих безопасность ядерной энергетической установки: обеспечение нулевого или отрицательного значения натриевого пустотного эффекта реактивности (НПЭР) и нулевого запаса реактивности, исключающего систему компенсации выгорания топлива и, следовательно, аварийные ситуации, связанные с "самоходом" компенсирующих органов СУЗ.

Может быть удовлетворено также и дополнительное требование по обеспечению нераспространения плутония за счет организации такого топливного цикла, в котором плутоний при химической переработке не отделяется от урана. Выполнение такого условия достигается за счет высокого воспроизводства топлива в активной зоне ($K_{\text{ВА}} \approx 1,05$). В этом случае содержание плутония в уране химической переработки и необходимое добавление небольшого количества ^{238}U обеспечивают критические параметры реактора при его эксплуатации на регенерированном топливе.

Целью предварительных исследований являлся выбор и расчетное обоснование новой компоновки активной зоны на нитридном топливе и анализ существующих конструктивных ограничений на использование такой конструкции в проекте реактора БН-800. Активная зона на нитридном топливе, обеспечивающая

вышеназванные свойства безопасности и нераспространения, должна обладать следующими параметрами:

- высота активной зоны - 75-76 см;
- над активной зоной располагается натриевая полость высотой не менее 40 см (возможно с перфорированными чехлами ТВС в этой области для уменьшения объемной доли стали);
- диаметр активной зоны - не менее 2,8 м;
- объемная доля топлива - 0,48-0,5;
- топливо - смесь нитридов ^{238}U и плутония, желателно на основе ^{15}N ;
- боковые и торцевые экраны - с невоспроизводящим материалом.

Несмотря на отмеченные трудности перехода с оксидной на нитридную активную зону, исследования показали, что эти трудности преодолимы и возможен оптимальный вариант активной зоны на нитридном топливе реактора БН-800, который может преодолеть все имеющиеся ограничения в его конструкции.

Оптимизированная компоновка активной зоны на нитридном топливе реактора БН-800 предполагает использование ряда новых технических решений по сравнению с проектным вариантом активной зоны:

- Использование ТВС размерами 96×2 мм. Это позволит несколько увеличить объемную долю топлива. В то же время зазор между сборками будет достаточен для компенсации распухания чехлов ТВС. Предлагается твэл диаметром 7,4×0,45 мм с шагом 8,1 мм.
- В боковом экране и в нижнем торцевом экране предлагается использовать цирконий в качестве материала, имеющего наилучшие отражающие свойства. Использование циркония снижает критические обогащения, что также немаловажно.
- В нижней части ТВС для сохранения флюенса нейтронов на нижний коллектор вводится слой карбида бора толщиной 15-20 см.
- Радиальная защита состоит из одного ряда сборок с цирконием и двух рядов сборок с карбидом бора.
- Во внутриреакторном хранилище часть наиболее близких к активной зоне ячеек заполняется защитными сборками. Во внешнем ряду ячеек реактора (перед бандажом) вместо стальных сборок организуются дополнительные ячейки внутриреакторного хранилища.
- Осуществляется функциональная перестройка СУЗ. Система компенсации выгорания упраздняется. Из всех имеющихся органов СУЗ формируются две независимые системы (АЗ, АЗ-ТК).

Топливный цикл реактора БН-800 с рассматриваемой активной зоной на нитридном топливе выглядит следующим образом. В установившемся (равновесном) состоянии активная зона подпитывается топливом, выделенным после химической переработки облученного топлива без дополнительной подпитки плутонием (добавляется только ^{238}U). Таким образом, в замкнутом топливном цикле на всех его этапах плутоний будет циркулировать всегда в смеси с ^{238}U , а процесс химической переработки облученного топлива не будет включать в себя стадию отделения плутония от урана. Тем самым достигается защита от возможного (при других технологиях) распространения плутония и его использования для ядерного оружия.

Запуск реактора начинается с организации стартовой загрузки и переходного режима ввода реактора в установившийся режим. На этом этапе также обеспечивается выполнение основного требования - отсутствие дополнительной подпитки плутония. В стартовой загрузке может быть использован как оружейный, так и энергетический плутоний, а при необходимости - ^{235}U . В целом топливный цикл реактора БН-800 с

нитридной активной зоной будет представлять собой автономную систему, для функционирования которой не требуется дополнительное ядерное горючее и благодаря этому осуществляется экономия ресурсов природного урана. Можно отметить, что в замкнутом топливном цикле быстрого реактора накапливается достаточно низкое содержание младших актиноидов, что в целом упрощает радиационную обстановку при обращении с топливом по сравнению с другими схемами замкнутого топливного цикла с участием тепловых реакторов и не требует использования специализированных реакторов-выжигателей актиноидов. За счет рецикла младших актиноидов в такой системе будет существенно снижен объем радиоактивных отходов. Использование нитридного топлива, в силу его высокой теплопроводности, приведет к повышению свойств естественной безопасности по сравнению с оксидным топливом. Дальнейшая оптимизация параметров активной зоны приведет к существенному увеличению самозащищенности реактора к запроектным авариям.

Выводы

■ К настоящему времени накоплен большой опыт разработок и эксплуатации быстрых реакторов с натриевым теплоносителем, на основе которого многие их свойства можно считать свойствами естественной безопасности:

- Устойчивая отрицательная обратная связь по мощности и температуре.
- Отсутствие отравления реактора после его останова.
- Незначительные изменения пространственного распределения нейтронных потоков в процессе нормальной эксплуатации и динамических режимах при возмущениях по входным параметрам (температура и расход теплоносителя, реактивность).
- Очень слабое коррозионное воздействие натрия на конструкционные материалы реактора (после 40 лет эксплуатации исследовательского реактора БР-10 свойства конструкционных материалов не изменились).
- В корпусе реактора давление близко к атмосферному. Он не подвергается высокому давлению, большому флюенсу или коррозионному воздействию, поэтому разрыв корпуса здесь еще менее вероятен, чем в реакторе ВВР, где он, как известно, относится к классу гипотетических, не рассматриваемых в проекте аварий. В то же время реализация этой аварии в быстром реакторе ничем не грозит с точки зрения безопасности, поскольку корпус окружен равнопрочным кожухом, а объем утечки натрия в кожух незначителен.
- Разгерметизация трубопроводов первого контура любого размера в интегральном реакторе не приводит к ядерно-опасным авариям.
- Значительная теплоемкость первого контура реактора. Расчеты, подтвержденные прямыми экспериментами на реакторах БН-350 и БН-600, показывают, что в условиях полного прекращения теплоотвода от первого контура после срабатывания аварийной защиты рост средней температуры натрия в первом контуре реактора не превышает $30^{\circ}\text{C}/\text{ч}$. С учетом большого запаса до температуры кипения натрия это дает резерв времени для принятия мер по ограничению последствий подобной запроектной аварии.

■ Проектные и запроектные аварии вплоть до разрыва полным сечением натриевых трубопроводов в реакторе БН-800 происходят без повреждений активной зоны; при этом радиационные последствия для персонала и населения не выходят за рамки, допускаемые нормативными документами. Ни в одном случае не требуются мероприятия по эвакуации.

■ В реакторе БН-800 может быть создана активная зона на нитридном топливе, сочетающая два важнейших параметра, определяющих безопасность ядерной энергетической установки: обеспечение нулевого или отрицательного значения натриевого пустотного эффекта реактивности и нулевого запаса реактивности, исключающего систему компенсации выгорания топлива и, следовательно, аварийные ситуации, связанные с “самоходом” компенсирующих органов СУЗ.

Выводы. Естественная безопасность и конкурентоспособность

1. Принцип естественной безопасности является обобщением и развитием принципа внутренне присущей безопасности с распространением его на весь топливный цикл с учетом проблемы радиоактивных отходов и режима нераспространения.

2. Задачи крупномасштабной ядерной энергетики могут быть решены быстрыми реакторами с коэффициентом воспроизводства, равным или большим единицы. В складывающихся в мировой энергетике условиях при разработке быстрых реакторов можно сосредоточиться в основном на решении проблем экономики и безопасности.

3. Ядерную энергетику следует ориентировать на достижение экономической конкурентоспособности в большинстве стран и районов уже при умеренных ценах на топливо и энергию, прогнозируемых на ближайшие десятилетия, а не только в неопределенном будущем, когда дешевые ресурсы топлива будут исчерпаны, а выбросы парниковых газов будут квотироваться или штрафоваться. Требования к АЭС следующего поколения состоят в снижении их стоимости по сравнению с современными АЭС с легководными реакторами.

4. По своим физическим и техническим принципам быстрые реакторы с жидкометаллическим охлаждением имеют наибольший потенциал внутренне присущей безопасности, а следовательно, и экономичности, далеко не полностью реализованный в их первом поколении.

5. Использование высокоплотного и высокотеплопроводного мононитридного топлива в быстром реакторе без уранового blankets со свинцовым теплоносителем позволяет:

- исключить быстрый разгон за счет ограничения полного запаса реактивности, включая непутиевый эффект $\Delta\rho_{tot} < \beta_{эф}$, отрицательного пустотного эффекта реактивности и снижения мощностного коэффициента реактивности, что позволяет эффективно использовать для саморегулирования реактора небольшие эффекты реактивности, связанные с температурным расширением конструкций и изменением утечки нейтронов;
- снизить среднюю рабочую температуру топлива до 930 К, уменьшить выход газовых осколков, разгрузить от давления оболочку ТВЭЛов, повысить надежность ТВС в номинальных и аварийных режимах;
- обеспечить полное воспроизводство топлива в активной зоне $K_{ВА}=1$ и компенсировать изменение реактивности при выгорании.

6. Оптимистические оценки безопасности захоронения радиоактивных отходов на десятки тысяч лет вызывают вполне обоснованные сомнения, связанные с надежностью столь долговременных прогнозов. Их обоснованность может быть продемонстрирована в рамках модели радиационно-эквивалентного захоронения РАО, исходящей из допустимости захоронения последних только после достижения

баланса между биологической опасностью захораниваемых радиоактивных отходов и биологической опасностью соответствующего им количества извлекаемой из недр руды и достижимости этого баланса за приемлемые сроки контролируемого хранения ($\tau_{кхр} < 400$ лет).

7. Избыток нейтронов и их энергетический спектр, в котором делятся все актиноиды, позволяют осуществить в быстрых реакторах эффективное “сжигание” наиболее опасных и долгоживущих радионуклидов из отходов топливного цикла, обеспечив радиационный баланс между захораниваемыми радиоактивными отходами и добываемым из земли ураном, не требуя специальных реакторов-сжигателей вплоть до завершающей стадии ядерной энергетики.

8. Для современной ядерной энергетики России за приемлемое время контролируемой выдержки достижение баланса между радиационной опасностью порождаемых ею РАО и потребляемого ею природного урана невозможно.

Достижение этой цели или приближение к ней связано с переходом от технологии современного ядерного топливного цикла к трансмутационному замкнутому топливному циклу, а также с рециклированием отработавших конструкционных материалов.

9. Выполнению требований радиационно-эквивалентного захоронения способствуют следующие операции:

- очистка радиоактивных отходов от актиноидов с остатком по плутонию и МА в пределах 10^{-3} ;
- возвращение в реактор и трансмутация быстрыми нейтронами в продукты деления, наряду с ураном и плутонием, других актиноидов, образовавшихся при работе реактора, в первую очередь америция;
- извлечение стронция (с остатком 10^{-3}) и цезия (10^{-2}) с их утилизацией в качестве источников излучения или тепла;
- выделение долгоживущих йода (с остатком 10^{-3}) и технеция (10^{-2}) с их возвращением в реактор для трансмутации (из-за малой активности этих изотопов такая операция потребует лишь в отдаленном будущем);
- придание радиоактивным отходам перед захоронением минералоподобных или других физико-химических форм, устойчивых к миграции в грунте;
- захоронение радиоактивных отходов в естественно-радиоактивных геологических формациях, в том числе остающихся после добычи урана, в количествах, эквивалентных по радиотоксичности извлеченному урану.

10. Исключение U-бланкета в быстрых реакторах с КВА=1 создает необходимые предпосылки для технологической поддержки режима нераспространения.

11. Главным препятствием на пути создания крупномасштабной ядерной энергетики в будущем является современная промышленно реализованная технология переработки облученного топлива путем экстракции из водных растворов, которая, как и другие изучаемые в настоящее время способы радиохимической переработки (фторидный, электрохимический из расплавов солей), изначально была ориентирована на извлечение плутония и не удовлетворяет требованиям режима нераспространения.

12. Существует принципиальная возможность в рамках всех рассмотренных технологий регенерации топлива реализовать принцип неразделения урана и плутония при переработке топлива и условия, необходимые для радиационно-эквивалентного захоронения РАО.

13. Технологии переработки топлива на основе химии расплавов фторидных солей, газофторидная и электрохимическая в расплавах солей позволят примерно на порядок

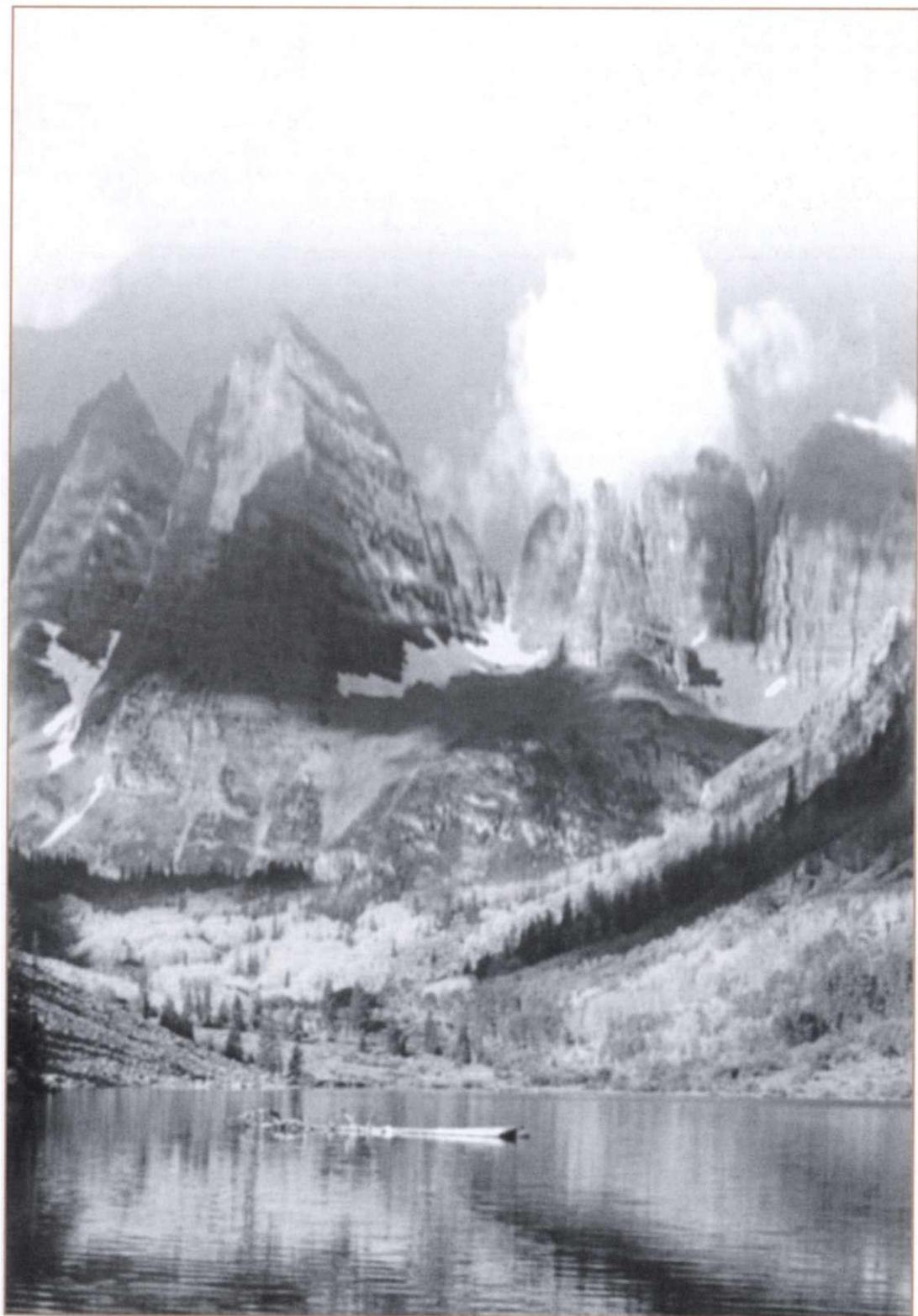
снизить объем оборудования и, по-видимому, объем низкоактивных отходов по сравнению с водной технологией.

14. С учетом специфических особенностей свинцового теплоносителя (высокая температура плавления, низкая массовая теплоемкость и ограниченная скорость циркуляции) тепловая мощность 700 МВт, выбранная для реактора БРЕСТ-300, является близкой к минимальной для энергетического реактора, при которой достигается полное воспроизводство топлива (КВА-1) и в исчерпывающей мере выполняются требования естественной безопасности.

15. Расчеты показывают высокий потенциал безопасности реактора БРЕСТ-300. Элементы естественной безопасности, выбранная компоновка реактора, композиция активной зоны, форма обратных связей обеспечивают устойчивость к рассмотренным тяжелым авариям, не преодолимым ни для одной действующей или проектируемой РУ.

16. В реакторе БН-800 может быть создана активная зона на нитридном топливе, сочетающая два важнейших параметра, определяющих безопасность ядерной энергетической установки: обеспечение нулевого или отрицательного значения натриевого пустотного эффекта реактивности и нулевого запаса реактивности, исключающего систему компенсации выгорания топлива и, следовательно, аварийные ситуации, связанные с “самоходом” компенсирующих органов СУЗ.

17. Общий объем собственных финансовых средств, необходимый для сооружения двухблочной АЭС с реактором БРЕСТ-1200, оценен в проектных проработках в 2100 млн руб. (1991 г.), включая капиталовложения собственно в АЭС, пристанционный топливный цикл и оборотные средства. Проектная себестоимость отпускаемой электроэнергии (в ценах 1991 г.) ~ 1,5 коп./(кВт·ч), а с учетом затрат на НИОКР составит около 1,7 коп./(кВт·ч) (0,96 цент/(кВт·ч)). При этих показателях обеспечивается высокая экономическая эффективность АЭС с реакторами БРЕСТ-1200 в системах электроэнергетики как при строительстве за счет собственных средств и привлекаемых инвестиций, так, вполне возможно, и при использовании заемного капитала.



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ РОССИИ И ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА



Особенности современного состояния российской энергетики можно охарактеризовать двумя взаимосвязанными положениями:

- время дешевых энергоресурсов в стране закончилось;
- "газовая пауза" в электроэнергетике завершилась.

Эти выводы следуют из анализа сложившейся ситуации в нефтегазовом комплексе России:

- Снижение нефтедобычи связано с объективным процессом качественного ухудшения сырьевой базы отрасли. Приросты разведанных запасов в последние годы не компенсируют текущую добычу нефти.
- Вследствие превышения отборов газа над приростом разведанных запасов величина последних снижается. Для поддержания лишь сегодняшних объемов добычи на период до 2020 г. необходимо, как минимум, трехкратное увеличение инвестиций для освоения Штокмановского и Ямальского газовых месторождений.
- Прогнозируется следующая динамика роста цен на газ в России: к 2005 г. цена добычи - ~10 долл./тыс. м³, отпускная цена - ~30 долл./тыс. м³; к 2010 г. отпускная цена увеличится до ~40-48 долл./тыс. м³ при годовой добыче ~600 млрд м³ и до ~47-56 долл./тыс. м³ при добыче ~750 млрд м³; к 2020 г. отпускная цена возрастет до ~54-60 долл./тыс. м³ (при цене добычи ~18-30 долл./тыс. м³) в случае, если будут задействованы запасы Ямала и добыча стабилизируется на ~600 млрд м³, и до ~60-70 долл./тыс. м³ при добыче ~750 млрд м³ [8].

Сложившаяся ситуация усугубляется тем, что сегодня энергетика России находится в инвестиционном и структурном кризисах.

ГЛАВА 17

■■■ Структурный кризис в энергетике

17.1. Энергоемкость национального дохода

В последнее двадцатилетие рост мировой экономики обеспечивался примерно в равных долях за счет увеличения производства энергоресурсов и улучшения их использования, а в развитых странах увеличение энергоэффективности давало 60-65 % экономического роста. В результате энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП) уменьшилась за этот период в среднем в мире на 18 % и в развитых странах - на 21-27 %.

В отличие от этой, безусловно позитивной глобальной тенденции, в России из-за глубокого экономического кризиса энергоемкость ВВП не снижалась, а увеличилась в 1990-1996 гг. на 15 %, затем стабилизировалась на уровне, превышающем мировые показатели в 3,15 раза и развитых стран - в 3,5-3,7 раза (табл. 17.1.).

Таблица 17.1. Энергоемкость ВВП России* [27]

Показатели	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Внутреннее потребление электроэнергии, млрд кВт·ч	1073	841	864	$\frac{945}{995}$	$\frac{1020}{1135}$	$\frac{1100}{1315}$	$\frac{1200}{1545}$
То же, % к 1998 г.	132,5	103,9	106,8	$\frac{117}{123}$	$\frac{126}{140}$	$\frac{136}{163}$	$\frac{148}{191}$
Электроёмкость ВВП, кВт·ч/долл.	1,08	1,37	1,39	$\frac{1,28}{1,25}$	$\frac{1,17}{1,06}$	$\frac{1,07}{0,94}$	$\frac{0,98}{0,86}$
Внутреннее потребление теплоэнергии централизованной, млн Гкал	2076	1634	1468	$\frac{1485}{1555}$	$\frac{1520}{1640}$	$\frac{1570}{1730}$	$\frac{1620}{1820}$
Теплоёмкость ВВП, Гкал/долл.	2,1	2,7	2,37	$\frac{2,0}{1,95}$	$\frac{1,8}{1,54}$	$\frac{1,5}{1,24}$	$\frac{1,3}{1,01}$
Внутреннее потребление моторного топлива, млн т	114	68	66	71-73	75-80	80-95	85-110
в том числе							
бензин	34	26	24	26-27	27-30	30-35	30-40
дизельное топливо	57	30	33	34-35	35-40	40-45	40-55
Внутреннее потребление первичных энергоресурсов, всего млн т у.т.	1257	930	921	$\frac{970}{995}$	$\frac{995}{1050}$	$\frac{1020}{1135}$	$\frac{1045}{1240}$
То же, % к 1998 г.	142,1	105,2	104,2	$\frac{110}{113}$	$\frac{112}{119}$	$\frac{115}{128}$	$\frac{118}{140}$
Энергоемкость ВВП, т у.т./тыс.долл.	1,27	1,51	1,49	$\frac{1,31}{1,25}$	$\frac{1,15}{0,98}$	$\frac{0,99}{0,81}$	$\frac{0,86}{0,69}$

* В числителе - для пониженного, в знаменателе - для благоприятного варианта развития экономики.

В сложившейся ситуации любые рациональные сценарии социально-экономического развития России можно реализовать лишь при структурной перестройке экономики, снижающей требования к расходу энергетических ресурсов: при благоприятном развитии экономики вклад структурных факторов должен компенсировать ~60 % необходимого прироста энергопотребления (400 млн т у.т. к 2010 г. и 1020 млн т у.т. к 2020 г.), а при умеренном экономическом росте около половины - соответственно 190 и 460 млн т у.т.

Наряду со структурным фактором, необходима интенсивная реализация организационных и технологических мер экономии топлива и энергии, т.е. проведение целенаправленной энергосберегающей политики. Для этого Россия располагает большим потенциалом организационного и технологического энергосбережения. Его экспертная оценка с учетом состояния производственной базы отраслей национальной экономики к началу 2000 г. дана в табл. 17.2. Реализация освоенных в отечественной (нижние значения) и мировой (верхние значения) практике организационных и технологических мер по экономии энергоресурсов способна к концу 2020 г. уменьшить их расход в стране на 40-48 % или на 360-430 млн т у.т./год. Около трети этого потенциала экономии имеют отрасли ТЭК, другая треть сосредоточена в остальных отраслях промышленности и в строительстве, свыше четверти в коммунально-бытовом секторе, 6-7 % на транспорте и 3 % - в сельском хозяйстве.

Таблица 17.2.

Потенциал организационных и технологических мероприятий экономии энергоресурсов (2000 г.) [8]

Отрасль	Электроэнергия, млрд кВт·ч	Централизованное тепло, млн Гкал	Топливо, млн т у.т.	Всего	
				млн т у.т.	%
Топливо-энергетический комплекс	29-35	70-80	99-110	120-135	33-31
в том числе электроэнергетика и теплоснабжение	23-28	67-76	70-77	90-100	25-23
Промышленность и строительство	110-135	150-190	49-63	110-140	31-37
Транспорт	7-11	5	22-26	23-30	6-7
Сельское хозяйство	4-5	—	9-11	12-15	3
Коммунально-бытовой сектор	70-74	120-135	51-60	95-110	27-26
Итого	220-260	345-410	230-270	360-430	100

При реализации технологического потенциала энергосбережения можно выделить три категории мероприятий:

- малозатратные мероприятия, которые сводятся к наведению порядка при использовании топлива и энергии: устранение потерь энергоносителей при транспортировке и хранении, соблюдение энергоэкономичных технологических режимов, замена энергооборудования избыточной мощности, оснащение потребителей счетчиками энергоносителей и т.п.;
- капиталоемкие мероприятия, требующие значительных целевых инвестиций и осуществляемые только при условии, если эффект от энергосбережения в приемлемые сроки окупит затраты на их реализацию;
- сопутствующие мероприятия, выполняемые в процессе технического перевооружения отраслей народного хозяйства, когда энергосбережение является сопутствующим фактором; к ним относится также изменение структуры используемых материалов, технологий и конечных продуктов.

Затраты на реализацию технологического потенциала энергосбережения кратно различаются для названных категорий энергосберегающих мероприятий. Оценка стоимости и возможных объемов проведения более 600 мероприятий и технологий энергосбережения показывает, что до 20 % потенциала энергосбережения, или 70-85 млн т у.т./год, можно реализовать при затратах до 15 долл./т у.т., т.е. уже при действующих в стране ценах на топливо. Наиболее дорогие мероприятия стоимостью свыше 60 долл./т у.т. составляют ~ 15 %-ного потенциала энергосбережения.

Реализация оставшихся двух третей потенциала энергосбережения (220-280 млн т у.т./год), сопоставимых с расчетным объемом структурной экономии энергоресурсов к 2010 г., потребует целевых инвестиций от 8 до 17 млрд долл. до 2010 г. и 25-50 млрд долл. в последующее десятилетие. Создание хозяйственных и организационно-административных условий для скорейшей реализации экономически эффективной части организационно-технологического потенциала энергосбережения будет определяться проводимой в стране ценовой и налоговой политикой.

При существующей концепции поддержки товаропроизводителей и социально незащищенных слоев населения путем искусственного сдерживания цен энергоносителей их потребители не имеют стимулов к энергосбережению и лишь под большим административным давлением станут реализовывать малозатратные

организационные меры экономии топлива и энергии, т.е. не более пятой части потенциала энергосбережения. Поэтому абсолютно необходимой предпосылкой для интенсификации энергосбережения является как можно более быстрый выход внутренних цен энергоносителей на уровень, обеспечивающий полное самофинансирование (включая предстоящие инвестиции) производителей топлива и энергии.

Правильная ценовая политика служит абсолютно необходимым, но не достаточным условием интенсификации энергосбережения. Энергетическая стратегия предусматривает целостную систему правовых, административных и экономических мер, стимулирующих эффективное использование энергии. В рамках этой системы:

- активизируются административно-нормативные меры,
- предусматриваются дополнительные хозяйственные стимулы энергосбережения,
- организуется широкая популяризация эффективного использования энергии среди населения.

Важными дополнительными мерами стимулирования энергосбережения могут стать предусмотренные Киотским протоколом 1997 г. механизмы гибкости, включая проекты совместного осуществления и торговлю квотами на выбросы парниковых газов.

Ядерная энергетика в силу физических и технологических особенностей используемого ею топлива обладает большим потенциалом повышения энергоэффективности топливно-энергетического комплекса. Наглядное представление об этом потенциале дает сравнение стоимостей ядерной и газовой килокалории: $p_{\text{ЯТ}}/\lambda_{\text{ЯТ}}$ и $p_{\text{газ}}/\lambda_{\text{газ}}$ где $p_{\text{ЯТ}}$ и $p_{\text{газ}}$ – цена ядерного топлива и природного газа, долл./кг; $\lambda_{\text{ЯТ}}$ и $\lambda_{\text{газ}}$ – теплотворная способность ядерного топлива и природного газа, ккал/кг, соответственно. Если $\lambda_{\text{ЯТ}} \approx 7 \cdot 10^8$ ккал/кг (ядерное топливо с выгоранием ~4 %), а $\lambda_{\text{газ}} \approx 8 \cdot 10^3$ ккал/кг, то при мировых ценах на топливо ($p_{\text{ЯТ}} \sim 1000$ долл./кг, $p_{\text{газ}} \sim 0,1$ долл./кг)

$$p_{\text{газ}}/\lambda_{\text{газ}} \approx 9 (p_{\text{ЯТ}}/\lambda_{\text{ЯТ}}).$$

При увеличении выгорания ядерного топлива до 8-9 % (в реакторах типа БРЕСТ) получим, что "газовая килокалория" в ~20 раз дороже "ядерной килокалории". Если учесть, что коэффициент полезного действия на АЭС (0,33) в ~1,7 раза меньше, чем на самых современных ПГУ(0,55), то "газовый кВт·ч (эл.)" (т.е. топливная составляющая в издержках производства электроэнергии) будет в ~12 раз дороже "ядерного кВт·ч (эл.)".

При внутренних ценах на топливо ($p_{\text{ЯТ}} \sim 400$ долл./кг, $p_{\text{газ}} \sim 0,015$ долл./кг)

$$p_{\text{газ}}/\lambda_{\text{газ}} \approx 3 (p_{\text{ЯТ}}/\lambda_{\text{ЯТ}}).$$

17.2. Газификация электроэнергетики

Диспаритет цен на топливо из-за искусственного удешевления природного газа в сочетании с реорганизацией, повлекшей чрезмерный спад добычи нефти и угля, сформировали за годы переходного периода гипертрофированно газовую структуру топливно-энергетического баланса страны. Доля газа во внутреннем потреблении энергетических ресурсов увеличилась с 41,6 % в 1990 г. до 47,4 % в 2000 г. при снижении доли нефти до 22,9 % и угля до 19,8 %. В структуре производства энергоресурсов доля газа несколько ниже (рис. 17.1). В то же время в промышленно развитых странах доля газа колеблется от 12,5 % в Японии до 35 % в Великобритании, а крупнейшие потребители энергоресурсов - США и Германия - обеспечивают газом 21-26 % своих потребностей и не опускают долю угля ниже 25 % (рис. 17.2).

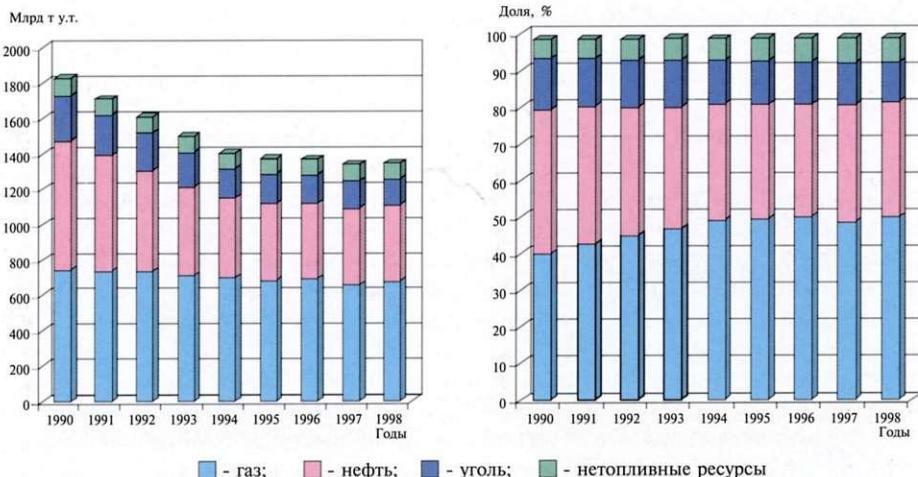


Рис. 17.1. Структура производства энергоресурсов [8]

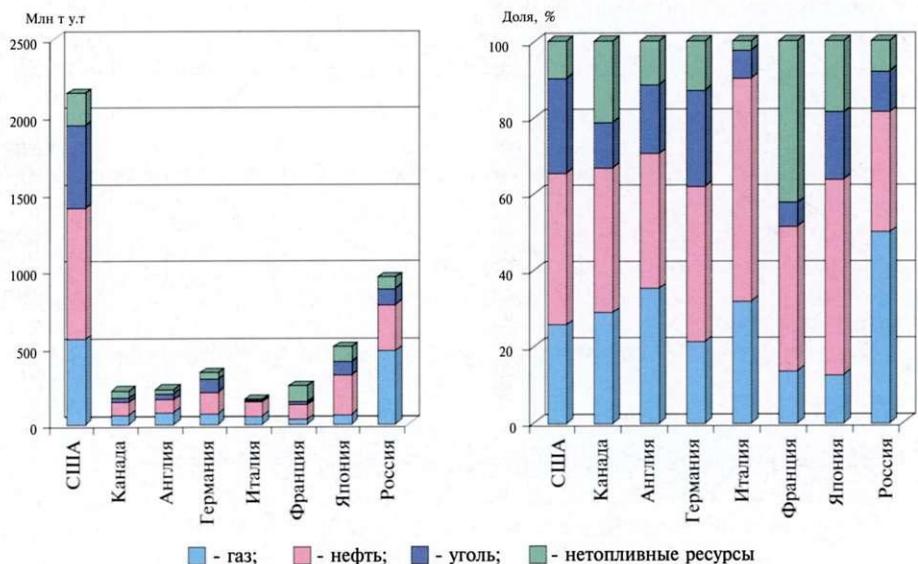


Рис. 17.2. Энергопотребление стран "восьмерки" [8]

Население или промышленные предприятия, для которых из-за технологических и экологических требований газ трудно заменить другими энергоносителями, не являются его главными потребителями. Ими расходуется лишь 40 % газа, а 60 % сжигают электростанции и котельные, которые технологически могут сооружаться для работы на других видах топлива.

Чрезмерная доля газа в топливно-энергетическом балансе опасна по условиям текущей надежности и долгосрочной устойчивости энергоснабжения потребителей, поскольку газ в настоящее время и в перспективе на 85 % поставляется из одного района по сетям протяженностью несколько тысяч километров. Особенно опасно это для европейских районов страны, где доля газа в общем энергопотреблении составляет 58 %, а в топливоснабжении электростанций и котельных - соответственно 74 и 78 %.

Исходя из требований энергетической безопасности, необходим курс на совершенствование структуры топливно-энергетического баланса страны и на диверсификацию структуры топливно-энергетического комплекса как по составу производимых энергетических ресурсов, так и по размещению развиваемых топливных баз. Иногда это будет связано с отказом от экономически наиболее эффективных решений в пользу более дорогих, но надежных.

В ближайшие десятилетия топливно-энергетический баланс России будет строиться на базе углеводородного сырья. Доля газа в производстве первичных энергоресурсов стабилизируется на уровне 48-49 %, доля нефти уменьшится с 32 % в 2000 г. до 29-30 % в 2010 г. и 28-29 % в 2020 г. (табл.17.3).

Таблица 17.3. Прогноз развития энергетического сектора России * [27]

Показатели	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Производство первичных энергоресурсов, всего млн т у.т., в том числе:	1389	<u>1430</u> 1500	<u>1455</u> 1575	<u>1500</u> 1660	<u>1525</u> 1740
нефть и конденсат, млн т	315	<u>308</u> 327	<u>305</u> 335	<u>305</u> 345	<u>305</u> 360
природный и попутный газ, млрд м ³	577	<u>580</u> 600	<u>615</u> 655	<u>640</u> 690	<u>660</u> 700
уголь, млн т	258	<u>275</u> 300	<u>290</u> 335	<u>320</u> 370	<u>340</u> 430
атомная энергия, млрд кВт·ч	130	<u>155</u> 175	<u>190</u> 205	<u>210</u> 260	<u>235</u> 340
гидроэнергия, млрд кВт·ч	160	<u>170</u> 170	<u>170</u> 177	<u>180</u> 190	<u>190</u> 200
нетрадиционные возобновляемые энергоресурсы, млн т у.т.	2	3-4	5-7	8-12	12-20
Суммарное производство электроэнергии, млрд кВт·ч	879	<u>970</u> 1020	<u>1055</u> 1180	<u>1135</u> 1370	<u>1240</u> 1620
Объем переработки нефти, млн т	175	<u>175</u> 185	<u>185</u> 200	<u>190</u> 220	<u>200</u> 225
Суммарное производство теплоэнергии, млн Гкал	2060	<u>2120</u> 2185	<u>2200</u> 2315	<u>2300</u> 2470	<u>2420</u> 2650

*В числителе - для пониженного, в знаменателе - для благоприятного варианта развития экономики.

Начавшееся в 70-х годах XX столетия быстрое снижение доли угля в общем производстве энергоресурсов получит свое завершение: сократившись до 11 % в 1998 г., она начнет расти - до 13-14 % в 2010 г. и 14-15% в 2020 г.

Несмотря на продолжающееся доминирование нефтегазового сегмента ТЭК на внутреннем рынке и особенно в российском экспорте энергоресурсов, при благоприятном развитии экономики создаются предпосылки для роста других источников энергии и в первую очередь ядерной энергетики. Одновременно в соответствии с требованиями энергетической безопасности увеличится спрос на

энергетические угли в электроэнергетике и производстве конструкционных материалов, на сортовые угли и брикеты у сельскохозяйственных потребителей. Это ускорит восстановление и развитие угольной промышленности: добыча угля увеличится до 335 млн т в 2010 г. и 430 млн т в 2020 г., обеспечивая до 16 % общего производства энергетических ресурсов в стране.

Таким образом, в благоприятном сценарии развития экономики высокий прирост необходимого потребления и производства энергоресурсов даст достаточный простор для преодоления “газового перекоса” производственной структуры российской энергетики. Снижение доли газа в потреблении и производстве энергоресурсов с темпом 1-2 % за пятилетие обеспечит приемлемую диверсификацию производственной структуры энергетики со стабилизацией доли нефти на уровне 29-30 % производства и 22-23 % внутреннего потребления при росте ядерной энергетики и доли угля во внутреннем потреблении энергоресурсов в стране.

17.3. Размещение потребления и производства энергоресурсов

Ценовая и отчасти налоговая политика должна стимулировать размещение энергоемких производств в районах дешевых энергоресурсов, прежде всего вблизи основных сибирских топливных баз. Тем не менее быстрый рост относительно малоэнергоемких (но трудоемких) производств и тяготеющих к ним обслуживающих отраслей, коммунально-бытового сектора и сельского хозяйства ожидается в европейских районах страны. При малой удельной энергоемкости они дадут большой рост абсолютных размеров энергопотребления. Основной экспорт топлива также будет идти через европейскую часть России. Экспорт и внутреннее потребление потребуют наращивания поставок топлива из Сибири на 4-10 % к 2005 г. с последующим снижением или стабилизацией в зависимости от условий развития экономики (табл. 17.4).

Таблица 17.4. Поставки топлива из Сибири в европейские районы страны [8]

Энергоресурсы	1995 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Всего, млн т у.т.	826	831	840-870	785-840	750-815	750-820
То же, %,	99,4	100	101-105	94-101	90-98	90-99
в том числе:						
газ, млрд м ³	482	459	471-489	423-458	403-427	411-417
нефть и нефтепродукты, млн т	157	176	164-173	163-161	148-157	134-161
уголь, млн т	51	54	61-68	70-93	82-113	86-133
электроэнергия, млрд кВт·ч	14	10	16-18	20-25	25-30	40-45

Переломить опасную тенденцию наращивания трансконтинентальных потоков топлива удастся при крупномасштабном освоении ресурсов нефти, газа и угля на севере европейской части страны (включая шельфы Баренцева моря) и использовании небольших и мелких месторождений нефти и газа в Приуралье, Поволжье и на Северном Кавказе. Важную роль в этом призван сыграть рост установленных мощностей ядерной энергетики.

Расчеты, проведенные ИНЭИ РАН в рамках разработки энергетической стратегии, свидетельствуют, что по всем экономическим районам обеспеченность собственными ресурсами в части электроснабжения приближается, а по

теплоснабжению равняется 100 %. По моторным топливам дефицитными являются Центрально-Черноземный, Северный, Северо-Кавказский и Дальневосточный районы, но все они, кроме первого, со временем приближаются к самообеспечению.

Хуже обстоит дело с самообеспечением районов нефтью и природным газом. В течение всего периода они почти не будут добываться на Северо-Западе, в Центральном, Центрально-Черноземном и Волго-Вятском районах. Дефицитная по нефти Восточная Сибирь к 2010 г. выйдет на самообеспеченность, а Дальний Восток к 2010 г. станет избыточным. Взамен этого самообеспечиваемые нефтью Урал и Поволжье к 2010 г. перейдут в разряд дефицитных регионов, а их и без того невысокая обеспеченность природным газом дополнительно снизится. Устойчиво избыточными районами по нефти и газу будут Дальний Восток, европейский Север и Западная Сибирь, причем два последних региона выступают как общероссийские базы нефте- и газоснабжения.

Избыточными по углю будут Север европейской части России и Сибирь, в целом обеспечен им Дальний Восток, а остальные районы будут получать уголь в основном из Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов.

Сильная дифференциация обеспеченности разных регионов страны основными видами топлива определяет особую важность для экономической эффективности и энергетической безопасности России дальнейшего адекватного развития Единой системы газоснабжения, федеральной системы нефте- и продуктопроводов, а также железнодорожного транспорта топлива, особенно угля.

Устойчивость энергоснабжения существенно повысит завершение формирования Единой электроэнергетической системы России путем кардинального усиления электрических связей Сибири с Уралом и Поволжьем, с одной стороны, и с объединенной энергосистемой Дальнего Востока - с другой.

17.4. Выводы

■ Доля газа в топливно-энергетическом балансе превысила пределы допустимого уровня энергетической безопасности. При общей доле газовой составляющей в электроэнергетике ~65 %, в европейской части она достигает 70 % и более. Газ участвует (и очень активно) в регулировании графика нагрузок, но по масштабам расхода газа его "львиная доля" сжигается в базисной части графика нагрузок на станциях с паросиловым циклом, что неоправданно дорого, расточительно и неэффективно, особенно при совместном использовании мазута в качестве резерва топлива. В европейской части России на ТЭС конденсационного типа сжигается 30 млрд м³/год.

■ Если учесть, что платежеспособный внутренний спрос на газ при ценах, обеспечивающих самофинансирование газовой отрасли, в прогнозируемый период практически не достижим, то, очевидно, что для оздоровления российской экономики, которую идеология "газовой паузы" завела в "газовую ловушку", необходима интенсивная дегазификация электроэнергетики на основе ядерной энергетики, самофинансирование которой вполне достижимо даже при сегодняшней низкой покупательной способности внутреннего рынка. Разница между затратами на замещение старых газовых ТЭС новыми ТЭС и новыми АЭС может быть частично компенсирована за счет увеличения экспортной выручки от продажи замещаемого таким образом газа.

ГЛАВА 18

■■■ Инвестиционный кризис

18.1. Нефтяная промышленность

В нефтяной промышленности, как уже отмечалось в гл. 1, происходит качественное ухудшение сырьевой базы отрасли. Основные нефтегазовые районы (Западная Сибирь и Урало-Поволжье) вышли на поздние стадии разработки с падающей добычей. Выработка запасов на действующих месторождениях достигла 54 %. Доля трудноизвлекаемых запасов составляет 55-60 % и продолжает расти. Ресурсный потенциал "новых" нефтегазоносных провинций Тимано-Печорского региона, Восточной Сибири и Дальнего Востока кратно меньше, чем "старых", и освоение их будет весьма высокочатратным.

Основным нефтедобывающим районом России на всю рассматриваемую перспективу останется Западная Сибирь, хотя ее доля к 2020 г. снизится до 58-55 % против 68 % в настоящее время. После 2010 г. масштабная добыча нефти начнется в Тимано-Печорском районе, на шельфе Каспийского и Северных морей, в Восточной Сибири. Всего на Восток России (включая Дальний Восток) к 2020 г. будет приходиться 15-20 % нефтедобычи в стране.

Для внутренней потребности России в качественном моторном топливе, смазочных маслах и других нефтепродуктах, а также экспорта нефтепродуктов необходим рост объемов переработки нефти к 2015-2020 гг. до 220-225 млн т/год с одновременным увеличением глубины переработки до 75-80 % в 2010 г. и до 85 % к 2020 г. [8].

Целевой задачей отрасли является также обеспечение сырьем (прямогонным бензином, бензином для химии, ароматическими углеводородами, мономерами, сырьем для сажи и др.) нефтехимической промышленности, продукция которой на порядок выше стоимости продукции собственно нефтепереработки.

Для подачи сырья на нефтеперерабатывающие заводы, для экспорта и обеспечения транзита нефти прикаспийских государств потребуются модернизация и развитие систем трубопроводного транспорта, в том числе и строительство новых магистральных нефтепроводов на Севере и Юге европейской части России, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Для достижения нужных параметров перспективного развития нефтяного комплекса суммарный объем инвестиций за 2001-2010 гг. должен составить ~159-197 млрд долл., в том числе в добычу - 115-145 млрд долл., переработку - 10-12 млрд долл. и в развитие системы транспортировки нефти и нефтепродуктов - 20-22 млрд долл. [8].

18.2. Газовая промышленность

Как отмечалось выше, в газовой промышленности базовые месторождения Западной Сибири, обеспечивающие основную часть текущей добычи, в значительной мере уже выработаны: Медвежье - на 78 %, Уренгойское (сеноман) - на 67 %, Ямбургское (сеноман) - на 46 %. В 2000 г. на месторождениях, вступивших в период падающей добычи, получено свыше 85 % газа в России.

Основной резервный фонд разведанных месторождений размещен в Западной Сибири. Это уникальные по запасам месторождения п-ва Ямал, Заполярное месторождение, менее крупные и конденсатсодержащие залежи глубокого залегания в Надым-Пур-Тазовском районе. Открыты крупнейшие месторождения на шельфах Баренцева, Охотского и Карского морей. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке разведано свыше 2,7 трлн м³ запасов газа, из которых разрабатывается лишь 7,4 % [27].

Из неразведанных ресурсов газа 42,3 % размещены на шельфах северных морей. Из неразведанных ресурсов суши ~43 % приходится на Восточную Сибирь и Дальний Восток, 47 % - на северные районы Западной Сибири. В европейской зоне основные приросты прогнозируются в Прикаспии, где газ характеризуется высоким содержанием сероводорода и углекислоты.

Чтобы обеспечить расширенное воспроизводство сырьевой базы газовой отрасли, необходимо развивать опережающими темпами поисковые работы в перспективных нефтегазоносных районах с высокой результативностью работ в целях подготовки фонда структур для глубокого разведочного бурения.

Основным газодобывающим районом страны на всю рассматриваемую перспективу остается Надым-Пур-Тазовский район Западной Сибири, хотя его доля и снизится к 2020 г. примерно до 64-60 % против 87 % в настоящее время.

Начиная с 2006 г., для компенсации снижения добычи газа необходимо ввести в разработку месторождения в акваториях Обской и Тазовской губ, Штокмановское на шельфе Баренцева моря, а после 2015 г. – месторождения п-ова Ямал. Опережение развития добычи газа на Штокмановском месторождении по отношению к месторождениям на п-ове Ямал обуславливается в полтора раза меньшими удельными затратами. Кроме того, освоение месторождений п-ова Ямал сдерживается нерешенностью экологических проблем [8].

Другим крупным центром газодобычи будет Ковыктинское месторождение в Иркутской области. Динамика добычи газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будет определяться в значительной степени эффективностью экспорта газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. При высоком спросе на российский газ в странах Азиатско-Тихоокеанского региона и льготных налогово-кредитных условиях добыча в этих районах может увеличиться до 50-55 млрд м³ [27].

В целом по отрасли добыча газа на действующих месторождениях составит к 2020 г. ~142 млрд м³. Свыше 76 % добычи свободного газа должны быть освоены на новых месторождениях. Региональное значение имеет программа освоения мелких, низкодебитных месторождений и залежей, особенно в экономически развитых европейских районах.

Особое внимание следует уделить комплексному использованию газовых ресурсов Ямало-Ненецкого автономного округа – основной газодобывающей базы России на длительную перспективу [27].

Высокая инерционность производственных процессов в отрасли требует опережения инвестирования как минимум на 5-7 лет от сроков ввода месторождений. Потеря темпов освоения производственных программ вследствие дефицита финансовых ресурсов привела к снижению добычи газа и негативно скажется на добыче газа в ближайшую пятилетку. При сохранении сложившихся тенденций финансирования производственных программ дефицит поставок газа над спросом будет увеличиваться, что может привести в конечном счете к подрыву энергетической безопасности страны.

Важное значение может приобрести транзит природного газа центрально-азиатских государств (в первую очередь Туркмении) и импорт его для газоснабжения южных регионов России.

Для подачи газа потребителям и обеспечения транзита потребуется существенное развитие единой системы газоснабжения и строительство газотранспортных систем в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Всего в рассматриваемый период будет необходимо заменить 23 тыс. км линейной части магистральных газопроводов и отводов, провести модернизацию и замену газоперекачивающих агрегатов (ГПА) суммарной мощностью 25 ГВт и построить ~22 тыс. км новых магистральных газопроводов и межсистемных переемычек.

Продолжится газификация ряда регионов России, в том числе крупных промышленных центров южной части Западной и Восточной Сибири, Дальнего Востока, обусловленная прежде всего необходимостью решения здесь экологических проблем. Общий прирост сети распределительных газопроводов составит до 75-80 тыс. км за пятилетие, из них более 75 % - в сельской местности при массовом применении полиэтиленовых труб, обеспечивающем снижение стоимости и сроков строительства соответственно в 1,5-2 и 3 раза. Это позволит к 2021 г. дополнительно газифицировать до 10,5 млн квартир, из них 7,5 млн - в сельской местности.

Важное место в структуре топливоснабжения села останется за сжиженным газом, потребление которого прогнозируется увеличить в 1,2-1,3 раза.

В рассматриваемый период предстоит также создать научно-производственную базу для широкомасштабного подводно-подледного освоения перспективных ресурсов углеводородного сырья на шельфах арктических морей (Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского и др.), включая технологии его добычи, переработки на месте в моторные топлива и транспортировки на внутренние и внешние рынки.

Реализация всех этих задач в области развития газовой промышленности потребует очень больших инвестиций - около 164-171 млрд долл. за предстоящее двадцатилетие. Из них непосредственно в добычу газа предстоит вложить 71-73 млрд долл. (43 % от суммарных капиталовложений в развитие отрасли). Специфика газовой промышленности - высокий удельный вес транспортной составляющей в конечной стоимости газа - сохранится и на перспективу: на модернизацию и развитие газотранспортных систем потребуется 76-80 млрд долл. (46 % от всех инвестиций в отрасль за 2001-2020 гг.). Остальные средства (17-19 млрд долл., или 10-11 %) необходимы для строительства подземных хранилищ газа и развития газификации (распределительных систем) [8].

18.3. Угольная промышленность

Угольная промышленность располагает достаточной сырьевой базой для полного удовлетворения потребностей экономики России в первичных энергоресурсах. Однако в современных экономических условиях уголь значительно уступает газу и нефтепродукту по затратным и экологическим показателям его использования потребителями и фактически замыкает топливно-энергетический баланс. Нарращивание производственного и экономического потенциала отрасли должно обеспечить снижение риска в энергообеспечении России от возможного невыполнения целевых установок по добыче газа и вводу АЭС. Отрасль должна иметь необходимые резервы по наращиванию объемов добычи угля до 500 млн т/год к 2020 г.

В соответствии с оптимальной структурой топливно-энергетического баланса, принятого в "Энергетической стратегии России", востребованные объемы добычи угля по стране составят до 335 млн т в 2010 г. и до 430 млн в 2020 г.

Принципиально важно, что в отличие от быстро дорожающих газа и нефти цены угля к 2020 г. будут на 10-15 % ниже, чем в 2010 г. из-за вовлечения более эффективных

его запасов, улучшения хозяйственной организации отрасли и, главное - научно-технического прогресса в добыче, переработке и транспортировке. Тенденция удешевления угля сохранится и в последующее десятилетие, что служит важным аргументом для увеличения его роли в топливно-энергетическом балансе страны.

Удовлетворение потребности экономики страны в угольном топливе будет связано с развитием добычи угля в бассейнах федерального значения - Кузнецком и Канско-Ачинском. Межрегиональное значение будут иметь месторождения Восточной Сибири, Печорского, Донецкого и Южно-Якутского бассейнов.

Основным направлением совершенствования технологической структуры угольного производства является увеличение удельного веса открытого способа добычи с доведением его до 80-85 % к 2020 г. Крупные предприятия с единичной мощностью свыше 1,5 млн т будут обеспечивать ~80 % общей добычи угля. Доля добычи угля предприятиями небольшой производственной мощности (менее 1,5 млн т) возрастет с 4 % в 2000 г. до 15-20 % в 2020 г.

В 2001-2020 гг. с учетом выбытия из-за отработки запасов и ликвидации убыточных предприятий (до 60 млн т производственных мощностей по добыче угля) потребность в строительстве новых мощностей составит ~200 млн т, из них в Кузнецком бассейне - 75 млн т, в Канско-Ачинском - свыше 70 млн т, на месторождениях Дальнего Востока - 20 млн т. Предусмотрено строительство 10 новых шахт и 16 разрезов.

Реализация стратегии развития угольной промышленности России до 2020 г. потребует 13-16 млрд долл. капитальных вложений [8].

18.4. Гидроресурсы

Гидроресурсы России по экономически эффективному потенциалу сопоставимы с современной энерговыработкой всех электростанций страны. Однако их освоение, за исключением использования малых ГЭС, требует очень больших сроков и капиталовложений. С учетом этого возможная энерговыработка ГЭС составит 170-177 млрд кВт·ч в 2010 г. и 190-200 млрд кВт·ч в 2020 г.

Гидроэнергетика, как отмечалось выше, будет развиваться в основном в Сибири и на Дальнем Востоке, обеспечивая практически базисный режим работы тепловым электростанциям этих районов. В европейских районах продолжится сооружение некрупных пиковых ГЭС, преимущественно в районах Северного Кавказа. В частности, в период до 2010 г. предусматривается завершение сооружения Бурейской ГЭС на Дальнем Востоке, начало ввода мощности строящихся электростанций, крупнейшими из которых являются Богучанская ГЭС в Сибири и Усть-Среднеканская ГЭС на Дальнем Востоке, Ирганайская ГЭС на Северном Кавказе. После 2010 г. предусматривается продолжение экономически оправданного гидроэнергетического строительства с вводом мощности ГЭС по 2-3,6 ГВт в пятилетку. В соответствии с этим в период 2011-2020 гг. должно быть закончено сооружение Богучанской ГЭС в Сибири, Нижне-Бурейской и Вилюйской ГЭС на Дальнем Востоке, а на Северном Кавказе - Зарамагской, Зеленчукской, Черекской ГЭС. Кроме того, необходимо начать сооружение Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса и каскада ГЭС на нижней Ангаре с вводом первых агрегатов головных ГЭС до 2020 г.

Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России "Энергетической стратегией России" намечается также ввод в европейской части страны двух-трех ГАЭС.

Намечаемые уровни развития гидроэнергетики потребуют 19-21 млрд долл. вложений за 20-летний период. В "Энергетической стратегии России" намечается постепенный

рост капиталовложений в строительство ГЭС и ГАЭС с 3 млрд долл. в первое (2001-2005 гг.) и до 6,4-7,8 млрд долл. в последнее (2016-2020 гг.) пятилетие.

18.5. Электроэнергетика

Основой электроэнергетики России на всю рассматриваемую перспективу останутся тепловые электростанции, удельный вес которых в структуре установленной мощности отрасли составит к 2010 г. 68 %, а к 2020 г. - 67-70 % (2000 г. - 69 %). Они обеспечат выработку, соответственно, 69 % и 67-71 % всей электроэнергии в стране (2000 г. - 67 %).

Необходимость радикального изменения условий топливообеспечения тепловых электростанций в европейских районах страны и ужесточения экологических требований обуславливает существенные изменения структуры мощности ТЭС по типам электростанций и видам используемого топлива в этих районах. Однако острейший дефицит инвестиций и инерционный характер развития ТЭС препятствуют быстрой реализации требуемой перестройки структуры мощностей ТЭС и соответствующему изменению структуры топливного баланса электростанций. Поэтому в ближайшие годы (по крайней мере до 2005 г.) приходится вынужденно ориентироваться преимущественно на продление срока службы оборудования электростанций на основе замены базовых узлов паровых турбин и котлоагрегатов. В последующие же годы основным направлением должно стать техническое перевооружение и реконструкция существующих, а также сооружение новых тепловых электростанций. При этом приоритет будет отдан экологически чистым угольным электростанциям, конкурентоспособным на большей части территории России. Ежегодный объем технического перевооружения ТЭС должен составлять 4-6 ГВт [27].

Развитие мощностей на существующих и вновь вводимых тепловых электростанциях должно осуществляться за счет использования новых технологий, эффективности производства энергии. Переход от паротурбинных к парогазовым ТЭС на газе, а позже и на угле обеспечит постепенное повышение КПД установок до 55 %, а в перспективе до 60 %, что позволит существенно снизить прирост потребности ТЭС в топливе.

Для надежного обеспечения предусмотренных "Энергетической стратегией России" объемов производства электроэнергии уже с 2002-2003 гг. требуется начать увеличение суммарной установленной мощности электростанций России. При высоком прогнозируемом уровне электропотребления она должна возрасти по сравнению с уровнем 2000 г. на 14 % к 2010 г., на 54 % к 2020 г.

Во вводе мощностей ТЭЦ все возрастающую роль будут играть малые высокоэффективные парогазовые и газотурбинные установки, ориентированные на обслуживание тепловых нагрузок малой концентрации, в том числе за счет преобразования районных котельных в мини-ТЭЦ. В процессе их развития возрастет доля независимых производителей электроэнергии (и тепла), повысится конкуренция в этой сфере.

Суммарное производство электроэнергии при рассматриваемых высоких темпах развития экономики возрастет по сравнению с уровнем 2000 г. в 1,34 раза к 2010 г. (до 1180 млрд кВт·ч) и в 1,84 раза к 2020 г. (до 1620 млрд кВт·ч). Соответственно докризисный (1990 г.) уровень производства электроэнергии будет превышен уже в 2010 г., хотя структура производства электроэнергии изменяться будет незначительно.

Целевыми задачами отрасли остаются обеспечение качества электроэнергии и снижение удельных расходов на ее выработку, а также оптимизация управления работой энергосистем.

Для развития единой энергосистемы России "Энергетической стратегией России" предусматривается:

- создание мощной электрической связи между восточной и европейской частями ЕЭС России путем сооружения линий электропередачи напряжением 500 и 1150 кВ, а после 2010 г. - линий передачи постоянного тока, проходящих по территории России;
- усиление межсистемных связей между ОЭС Средней Волги - ОЭС Центра - ОЭС Северного Кавказа, позволяющих повысить надежность энергоснабжения региона Северного Кавказа, а также ОЭС Урала - ОЭС Средней Волги - ОЭС Центра и ОЭС Урала - ОЭС Северо-Запада для выдачи избыточной мощности ГРЭС Тюмени;
- усиление системообразующих связей между ОЭС Северо-Запада и ОЭС Центра;
- развитие электрической связи между ОЭС Сибири и ОЭС Востока, позволяющей обеспечить параллельную работу всех энергообъединений страны и гарантировать надежное энергоснабжение дефицитных районов Дальнего Востока.

Решение этих первоочередных задач позволит значительно повысить пропускную способность связей между энергообъединениями России.

Развитие электрических сетей в предстоящие 20 лет будет связано не только с усилением межсистемных связей ЕЭС России, но и с обеспечением надежности выдачи мощности электростанций и электроснабжения потребителей. Оно потребует значительного объема реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов, а также нового сетевого строительства. Суммарный ввод электрических связей напряжением 330 кВ и выше до 2020 г. составит 25-35 тыс. км.

Для достижения намечаемого уровня развития электроэнергетики потребуются значительные инвестиции. По оценкам, сделанным в "Энергетической стратегии России", на строительство тепловых электростанций в 2001-2020 гг. может потребоваться 75-118 млрд долл. инвестиций, а на развитие сетевого хозяйства - еще 30-43 млрд долл. Таким образом, в целом на развитие отрасли (без АЭС, но включая ГЭС и ГАЭС) в предстоящий период потребуется 124-183 млрд долл., а с учетом средств, необходимых для развития ядерной энергетики (23-34 млрд долл.) - 147-217 млрд долл. Структура предстоящих инвестиций: ГЭС и ГАЭС - 13-10 %, ТЭС - 51-54 %, АЭС - 16 % и сети - 20 %.

18.6. Теплоснабжение

"Энергетической стратегией России" намечается дальнейшее развитие и совершенствование теплоснабжения страны. Этот сектор является самым большим по объему потребляемых энергоресурсов - более 400 млн т у.т./год или 44 % общего их потребления в стране. В системах централизованного теплоснабжения (ЦТ) производится более 70 % тепла, из них половина - на ТЭЦ в комбинированном цикле, а вторая половина - в котельных различной мощности, типа и назначения.

В децентрализованных системах, к которым условно отнесены системы мощностью менее 20 Гкал/ч (23,3 МВт), производится около 15 % всей тепловой энергии, из них практически все количество тепла - котельными и 1-3 % - ТЭЦ малой мощности.

Остальное количество тепловой энергии (~15 %) производится индивидуальными котельными и теплогенераторами, мощность которых не превышает 0,5-1 Гкал/ч (0,58-1,16 МВт). Кроме этого, незначительная часть спроса на тепловую энергию (2-4 %) удовлетворяется за счет утилизации сбросного тепла от технологических установок, а доля тепла, получаемого от геотермальных, солнечных и других источников, ничтожно мала [27].

Несмотря на то, что теплоснабжение является самым топливеемким сектором топливно-энергетического комплекса, оно в отличие от других отраслей ТЭК не имеет единой технической, структурно-инвестиционной, экономической и организационной политики. Исключения составляют лишь теплофикационные системы и системы централизованного теплоснабжения в рамках "АО-энерго" и холдинга РАО "ЕЭС России". Муниципальные системы теплоснабжения и сфера децентрализованного теплоснабжения, по существу, предоставлены сами себе.

Не ведется разработка сводного теплового баланса страны. В результате ряд направлений производства и использования тепловой энергии не учитывается и, следовательно, не оценивается энергетически и экономически.

Учитывая громадную социальную значимость теплоснабжения в России и ее топливеемкость, повышение эффективности в секторе теплоснабжения - это не просто способ снижения издержек в экономике ЖКХ, промышленности и сельском хозяйстве, а мощный рычаг подъема экономики России в целом.

Суммарный рост теплопотребления в стране в 2020 г. по сравнению с 1999 г. прогнозируется в 1,3-1,17 раза (до 2650 млн Гкал) со снижением удельной теплоемкости экономики в 2,1-1,6 раза. При этом доля децентрализованного теплоснабжения вырастет с 28,6 % в 1999 г. до 33 % в 2020 г. [8].

Для модернизации и развития теплоснабжения, вывода отрасли из перманентного состояния разрухи требуются значительные, по меркам возможностей местных и региональных бюджетов, инвестиции. В "Энергетической стратегии России" они оцениваются в 23-25 млрд долл. за весь рассматриваемый период, в том числе уже в 2001-2005 гг. - 4,2-4,8 млрд долл. Подавляющая часть этих средств (20-21 и 3,7-4,0 млрд долл. соответственно) необходима для модернизации и развития систем централизованного теплоснабжения, которое в реальных условиях нашей страны останется основой жизнедеятельности населения.

18.7. Выводы

- Формирование необходимых инвестиций в энергетическом секторе включает:
 - формирование системы государственных инвестиционных приоритетов через регулярно обновляемые федеральные целевые программы, ориентированные на развитие энергетического сектора страны;
 - законодательное установление налоговых "каникул" на срок проектной окупаемости инвестиций для вновь вводимых в действие производственных объектов ТЭК, предусмотренных в федеральных целевых программах;
 - законодательное освобождение от налогообложения части прибыли, направляемой на производственные инвестиции, вне связи с другими условиями хозяйственной деятельности;
 - создание государственного инвестиционного фонда ТЭК;
 - совершенствование нормативов амортизационных отношений в направлении их повышения; сохранение прав предприятий на применение ускоренной амортизации;
 - создание стабильного налогового режима и нормативно-правовой базы, гарантирующей соблюдение законных прав и интересов инвесторов.
- В первое десятилетие прогнозируемого периода необходимы государственные меры по созданию благоприятного климата для привлечения в ТЭК иностранных инвестиций, поскольку в этот период будет иметь место особенно острый дефицит собственных инвестиционных ресурсов отечественных структур ТЭК и в то же время наиболее динамично будет возрастать спрос на энергоресурсы из-за инерционности

энергосберегающей перестройки экономики. В перспективе до 25-30% общего объема инвестиций в отраслях ТЭК составит заемный и акционерный капитал. Инвестиции в новые крупные проекты будут в основном осуществляться на условиях проектного финансирования, т.е. под обеспечение финансовых потоков, генерируемых самим проектом.

■ Общая сумма потребных инвестиций на реализацию "Энергетической стратегии России" оценивается в 550-700 млрд долл., в том числе в отрасли ТЭК - 480-600 млрд долл. По расчетам, это составит 15,0-17,5 % всех капиталовложений в экономику России (~ 5-6 % произведенного ВВП России в соответствующий период времени).

Учитывая, что суммарные капиталовложения в экономику страны будут составлять от 14,3 % ВВП в первое пятилетие до 20,5% ВВП в последнее пятилетие рассматриваемого периода (с динамикой роста от 13,3 до 15,3 % за 2001-2005 гг.), приведенный выше объем инвестиций на реализацию основных целей "Энергетической стратегии России" можно считать вполне допустимым с позиции макроэкономических параметров и пропорций прогнозируемого развития национальной экономики.

■ Непосредственное участие государственного бюджета в инвестиционной программе ТЭК является необходимым в части финансирования мероприятий по повышению безопасности и развитию АЭС, ликвидации острого дефицита электроэнергетических мощностей на Дальнем Востоке, реализации пилотных энергосберегающих проектов, а также программы реструктуризации угольной промышленности в инвестиционной ее части.

ГЛАВА 19

■■■ Конкурентоспособность ядерной энергетики

Вследствие различного толкования некоторых экономических терминов, использованных далее, дадим их определение.

Дисконтирование - счетная операция, позволяющая определить, какое количество денег необходимо иметь сегодня, чтобы получить нужную сумму в будущем при имеющейся сегодня ставке банковского процента (процент на капитал, ставка рефинансирования, норма банковского кредита, годовая процентная ставка и другие бытующие названия).

Коэффициент дисконтирования - числовой показатель, используемый при дисконтировании. Определяется по формуле

$$1/(1+r)^t,$$

где r - годовая ставка банковского процента (дисконтирования); t - годы.

Дисконтированная стоимость - сумма, необходимая сегодня для получения ожидаемой суммы в будущем при имеющейся сегодня на рынке ставке банковского процента. Формула подсчета дисконтированной стоимости:

$$V_p = V_t / (1+r)^t,$$

где V_p - дисконтированная стоимость; V_t - ожидаемая сумма в будущем; r - годовая ставка банковского процента; t - годы.

Другое название - капитализированная стоимость активов.

Активы - материальные ценности, находящиеся в собственности предприятия, а также официальные документы, подтверждающие передачу собственности кому-либо в долг и показываемые в балансовом отчете года.

Стоимость - выраженная в деньгах ценность чего-либо.

Себестоимость - все издержки, которые могут быть вызваны спецификой производства товара или услуг, включая затраты на покупку деталей, материалов и рабочей силы.

Цена - сумма денег, за которую продается товар. Цена формируется рынком, т.е. устанавливается на основе равновесного процесса спроса и предложения.

Цена безубыточности - цена, позволяющая предприятию, производящему продукцию, только покрывать свои текущие издержки.

Тариф - норматив, определяющий размер платы за различные услуги или товар, устанавливаемый регулирующим органом на основе той или иной классификации объектов оценки или платы в денежном выражении.

Тарификация - совокупность вмененных и рекомендательных нормативов, с помощью которых регулирующие органы дифференцируют оплату тех или иных услуг, включая энергетические.

Прибыль - доходы без издержек.

Рентабельность - превышение доходов над издержками.

Норма рентабельности - отношение прибыли к издержкам (себестоимости).

Доход - общая сумма денег от безубыточных продаж.

Убытки - превышение издержек над доходами.

Сравнение эффективности капиталовложений в различные активы (облигации, акции, патенты, коммерческие предприятия или любые другие потоки доходов) проводится, как правило, на основе сравнения капитализированных рыночных стоимостей этих активов. При сравнении различных вариантов данного объема капиталовложений за определенный срок их освоения лучшим вариантом является капиталовложение в актив, капитализированная рыночная стоимость (или текущая дисконтированная стоимость) которого имеет наибольшую величину.

При выборе активов с различными объемами капиталовложений и сроками их освоения следует иметь в виду, что при любом капиталовложении речь идет о преобразовании одного актива (собственных или заемных средств) в другой (например, в электростанцию), и сравнение различных вариантов целесообразно проводить с использованием отношения капитализированной стоимости выбираемого актива к капитализированной стоимости собственных или заемных средств, которое можно назвать *эффективностью преобразования актива (эффективность капиталовложения)*. Очевидно, в этом случае лучшим вариантом являются капиталовложения с максимальной эффективностью преобразования актива.

Любая энергогенерирующая установка, производящая энергию для продажи, является капитальным благом, или активом, имеющим свою капитализированную рыночную стоимость, зависящую от чистого дохода, который он приносит за все время его функционирования. При этом доходы, полученные в разное время, должны суммироваться с учетом даты их получения: чем позднее в предстоящий период будет получен данный доход, тем *меньший (дисконтированный)* вклад он будет давать в сегодняшнюю стоимость актива.

В общем случае капитализированная стоимость какого-либо актива, *дающего непрерывный ежегодный чистый доход* $D_{\text{акт}}^{(\text{год})}$, который остается после всех отчислений в амортизационные фонды, определяется следующим отношением:

$$D_{\text{акт}} = D_{\text{акт}}^{(\text{год})} / r_{\text{дох}}^{(\text{альтер})}, \quad (1)$$

где $r_{\text{дох}}^{(\text{альтер})}$ - годовая норма доходности альтернативного актива, или *норма дисконтирования*.

В условиях совершенного рынка, когда нет ограничений на межотраслевые перетоки капиталов и когда перспективы его развития являются вполне определенными, годовая норма доходности альтернативного актива, или норма дисконтирования, равна реальной рыночной ставке процента.

19.1. Развитие ЯЭ за счет собственных средств

Допустим, что электростанция со сроком службы T_p лет производит ежегодно $Q_{эл}$ кВт·ч электроэнергии с удельными издержками $c_{эл}$ долл./кВт·ч и отпускает ее в сеть по цене $p_{эл}$ долл./кВт·ч, выплачивая только налог на прибыль ($\kappa_{нал}^{(np)}$). Тогда ежегодный чистый доход на этой станции равен $(p_{эл} - c_{эл}) \cdot Q_{эл}$, а общий дисконтированный чистый доход за весь срок службы станции, а следовательно, и капитализированная рыночная стоимость ее в год начала работы станции, определяется следующим выражением:

$$D_{эс} = [(p_{эл} - c_{эл}) \cdot Q_{эл} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(np)})] \cdot \{ [1 - 1/(1 + E)^{T_p}] / E \}$$

где E – норма дисконтирования.

Допустим далее, что сооружение этой электростанции с номинальной стоимостью $S_{эс}$ финансируется из собственных средств, а срок строительства – $T_{сmp}$ лет. Тогда капитализированная рыночная стоимость собственных средств $S_{эс}$ в год начала функционирования станции как актива определяется следующим отношением:

$$D_{сс} = S_{эс} \cdot (1 + E)^{T_{сmp}}$$

Сравнение эффективности капиталовложений в две электростанции, с одинаковыми затратами ($S_{эс1} = S_{эс2}$) и сроками ($T_{сmp1} = T_{сmp2}$) на их сооружение, очевидно, может быть сделано путем сравнения $D_{эс1}$ и $D_{эс2}$.

Для сравнения эффективности капиталовложений в электростанции с разными затратами и сроками на их сооружение будем использовать отношение

$$K_{эс}^{(cc)} = D_{эс} / D_{сс}$$

или

$$K_{эс}^{(cc)} = [(p_{эл} - c_{эл}) \cdot Q_{эл} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(np)})] \cdot \{ [1 - 1/(1 + E)^{T_p}] / E \} / [S_{эс} \cdot (1 + E)^{T_{сmp}}]$$

Очевидно

$$Q_{эл} = N_{эл} \cdot 10^6 \cdot 8760 \cdot (КИУМ)_{эс};$$

$$S_{эс} = N_{эл} \cdot 10^6 \cdot S_{эс}^{(yд)},$$

где $N_{эл}$ – электрическая мощность электростанции, ГВт; $(КИУМ)_{эс}$ – коэффициент использования установленной мощности электростанции; $S_{эс}^{(yд)}$ – удельные затраты на сооружение электростанции, долл./кВт; $[8760]$ = ч/год; $[10^6]$ = кВт/ГВт.

Подставляя эти соотношения в выражение для $K_{эс}^{(cc)}$, получим

$$K_{эс}^{(cc)} = [(p_{эл} - c_{эл}) \cdot 8760 \cdot (КИУМ)_{эс} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(np)})] \cdot [1 - 1/(1 + E)^{T_p}] / [S_{эс}^{(yд)} \cdot E \cdot (1 + E)^{T_{сmp}}]$$

Для сравнения электростанций с одинаковыми сроками службы и одинаковыми КИУМ удобно пользоваться следующим комплексом:

$$K_{эс}^{(cc)} \cdot E / 8760 \cdot (КИУМ)_{эс} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(np)}) \cdot [1 - 1/(1 + E)^{T_p}] = (p_{эл} - c_{эл}) / S_{эс}^{(yд)} \cdot (1 + E)^{T_{сmp}}$$

Тогда условием преимущества АЭС над ТЭС будет следующее основное неравенство:

$$(p_{эл} - c_{эл(аэс)}) > (1 + E)^{T_{смп(аэс)} - T_{смп(тэс)}} \cdot (S_{аэс}^{(yд)} / S_{тэс}^{(yд)}) \cdot (p_{эл} - c_{эл(тэс)}).$$

При базовом варианте № 1: $S_{аэс}^{(yд)} = 1000$ долл./кВт; $S_{тэс}^{(yд)} = 500$ долл./кВт; $T_{смп(аэс)} - T_{смп(тэс)} = 2$; $E = r = 0,1$; $c_{оям}^{(хр)} \approx c_{оям}^{(неp)} \approx 0$; $\eta_{аэс} = 0,33$; $\eta_{тэс} = 0,40$; $c_{экспл(аэс)} = c_{экспл(тэс)} = 0,005$ долл./кВт·ч; $\lambda_{ям} = 7 \cdot 10^8$ ккал/кг; $\lambda_{газ} = 8 \cdot 10^3$ ккал/кг; $T_p = 50$ лет; $(КИУМ)_{аэс} = (КИУМ)_{тэс} = 0,8$ получим

$$(p_{эл} - c_{эл(аэс)}) > 2,42 \cdot (p_{эл} - c_{эл(тэс)}).$$

При финансировании из собственных средств

$$c_{эл} = c_{топ} + c_{экспл} + c_{ам};$$

$$c_{топ} \approx 860 \cdot p_{топ} / \lambda_{ям} \cdot \eta_{эс} + c_{оям}^{(хр)} + c_{оям}^{(неp)} \approx 860 \cdot p_{топ} / \lambda_{топ} \cdot \eta_{эс};$$

$$c_{ам} \approx \{S_{эс}^{(yд)} / 8760 \cdot (КИУМ)_{эс}\} \cdot \{r / [(1 + r)^{T_p} - 1]\},$$

где $c_{топ}$ - удельные топливные издержки, долл./кВт·ч(эл); $c_{оям}^{(хр)}$ - удельные издержки на длительное хранение ОЯТ, долл./кВт·ч(эл); $c_{оям}^{(неp)}$ - удельные издержки на переработку ОЯТ, долл./кВт·ч(эл); $c_{экспл}$ - удельные эксплуатационные издержки, долл./кВт·ч(эл); $p_{топ}$ - цена топлива, долл./кг; $\lambda_{топ}$ - удельная теплотворная способность топлива, ккал/кг; $\eta_{эс}$ - КПД станции; r - реальная рыночная ставка процента; $[860] = \text{ккал/кВт·ч}$; $[8760] = \text{ч/год}$.

Тогда основное неравенство примет вид

$$(p_{эл} - 860 \cdot p_{ям} / \lambda_{ям} \cdot \eta_{аэс} - c_{экспл(аэс)} - \{S_{аэс}^{(yд)} / 8760 \cdot (КИУМ)_{аэс}\} \cdot \{r / [(1 + r)^{T_p} - 1]\}) > 2,42 \cdot (p_{эл} - 860 \cdot p_{газ} / \lambda_{газ} \cdot \eta_{тэс} - c_{экспл(тэс)} - [S_{тэс}^{(yд)} / 8760 \cdot (КИУМ)_{тэс}] \cdot \{r / [(1 + r)^{T_p} - 1]\}).$$

Это неравенство для целей данного анализа имеет смысл решать лишь при положительной его левой части, т.е. при

$$p_{эл} - 860 \cdot p_{ям} / \lambda_{ям} \cdot \eta_{аэс} - c_{экспл(аэс)} - \{S_{эс}^{(yд)} / 8760 \cdot (КИУМ)_{эс}\} \cdot \{r / [(1 + r)^{T_p} - 1]\} > 0.$$

При базовом варианте №1 получим:

$$c_{ам}^{(аэс)} \approx 0;$$

$$p_{эл} - 3,7 \cdot 10^6 \cdot p_{ям} - 0,005 > 0.$$

При мировой цене на ядерное топливо $p_{ям} = 1300$ долл./кг имеем

$$p_{эл} \geq 0,01 \text{ долл./кВт·ч(эл.)},$$

а при внутренней российской цене - $p_{ям} = 450$ долл./кг

$$p_{эл} > 0,007 \text{ долл./кВт·ч(эл.)}.$$

После определения области допустимых значений $p_{эл}$ возвращаемся к решению основного неравенства. При базовом варианте №1 получим:

$$p_{газ} > 2,2 \cdot p_{эл} + 6 \cdot 10^6 \cdot p_{ям} - 0,011.$$

При мировой цене на ядерное топливо $p_{ям} = 1300$ долл./кг

$$p_{газ} > 2,2 \cdot p_{эл} - 0,003.$$

В табл.19.1 приведены результаты вычислений цены газа, начиная с которой АЭС с топливом по мировым ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС.

Таблица 19.1. Цена газа, выше которой АЭС с топливом по мировым ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС (базовый вариант №1М)

Р _{эл} , ДОЛЛ./кВт·ч	Р _{газ} , ДОЛЛ./кг	Р _{газ} , ДОЛЛ./тыс.м ³
0,01	0,019	17
0,02	0,041	37
0,03	0,063	57
0,04	0,085	77
0,05	0,107	96

При внутренней российской цене на ядерное топливо $p_{ит} = 450$ долл./кг
 $p_{газ} > 2,2 \cdot p_{эл} - 0,008$.

В табл. 19.2 приведены результаты вычислений цены газа, начиная с которой АЭС с топливом по внутренним российским ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС.

Таблица 19.2 Цена газа, выше которой АЭС с топливом по внутренним российским ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС (базовый вариант №1Р)

Р _{эл} , ДОЛЛ./кВт·ч	Р _{газ} , ДОЛЛ./кг	Р _{газ} , ДОЛЛ./тыс.м ³
0,01	0,014	13
0,02	0,036	32
0,03	0,058	52
0,04	0,080	72
0,05	0,102	92

Из приведенных результатов следует, что чем выше цена электроэнергии, тем выше цена газа, при которой АЭС конкурентоспособны с газовыми ТЭС.

В случае капиталовложений из собственных средств обязательным условием является положительность величины инвестиционного потенциала, так как именно он является источником собственных средств. При этом темп роста установленной мощности $\delta_{эс}$ (1/год), который может быть обеспечен за счет собственных средств, определяется из следующего выражения

$$(p_{эл} - c_{эс}) \cdot 8760 \cdot \text{КИУМ}_{эс} \cdot (1 - \kappa_{на,1}^{(np)}) = S_{эс}^{(yd)} \cdot r / [(1 + r)^{T_{вк}} - 1],$$

где $T_{вк} = \delta_{эс}^{-1}$.

Преобразуя последнее выражение, получим

$$\delta_{эс} = \ln(1 + r) / \ln\{[S_{эс}^{(yd)} \cdot r / (p_{эл} - c_{эл}) \cdot 8760 \cdot \text{КИУМ}_{эс} \cdot (1 - \kappa_{на,1}^{(np)})] + 1\}.$$

Определим условие, при котором $\delta_{аэс} > \delta_{тэс}$:

$$(p_{эл} - c_{эл})_{аэс} \cdot (\text{КИУМ})_{аэс} / S_{аэс}^{(yd)} > (p_{эл} - c_{эл})_{тэс} \cdot (\text{КИУМ})_{тэс} / S_{тэс}^{(yd)}.$$

При $(\text{КИУМ})_{аэс} = (\text{КИУМ})_{тэс}$ это условие имеет вид

$$(p_{эл} - c_{эл})_{аэс} > (S_{аэс}^{(yd)} / S_{тэс}^{(yd)}) \cdot (p_{эл} - c_{эл})_{тэс}.$$

Таким образом, как и следовало ожидать, условие большей эффективности преобразования актива (собственных средств) в АЭС одновременно является условием большего удельного темпа роста установленной мощности АЭС за счет собственных средств.

Теперь оценим абсолютное значение $\delta_{эс}$ при $r = 0,10$, $p_{эл} = 0,01$ долл./(\кВт·ч) и $\kappa_{нал}^{(np)} = 0,30$:
при мировой цене на ядерное топливо ($p_{ят} = 1300$ долл./кг)

$$\delta_{эс} \approx 0,02 \text{ год}^{-1};$$

при внутренней российской цене на ядерное топливо ($p_{ят} = 450$ долл./кг)

$$\delta_{эс} \approx 0,05 \text{ год}^{-1}.$$

Следует особо отметить, что на совершенном рынке преобразование одного актива (собственные средства) в другой актив (электростанция) целесообразно лишь тогда, когда эффективность преобразования актива больше единицы:

$$K_{эс}^{(cc)} = D_{эс}/D_{cc} > 1.$$

Из этого условия следуют, в частности, требования к разности между ценой электроэнергии и издержками на ее производство:

$$(p_{эл} - c_{эл}) > S_{эс}^{(yd)} \cdot E \cdot (1 + E)^{T_{mp}} / 8760 \cdot (\text{КИУМ})_{эс} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(np)}) \cdot [1 - 1/(1 + E)^{T_p}].$$

При базовом варианте №1 получим следующие неравенства:

для АЭС

$$(p_{эл} - c_{эл}^{(аэс)}) > 0,030 \text{ долл./(\кВт·ч)};$$

для ТЭС

$$(p_{эл} - c_{эл}^{(тэс)}) > 0,013 \text{ долл./(\кВт·ч)}.$$

Эти неравенства не соблюдаются при $p_{эл} \approx 0,015$ долл./(\кВт·ч), даже при практически нулевых издержках (а неравенство для АЭС не соблюдается и при $p_{эл} = 0,03$ долл./(\кВт·ч) и при такой цене на электроэнергию в совершенных рыночных условиях с $E = 0,1$ было бы невыгодно делать капиталовложения в электростанции. Вышеприведенные сравнения эффективности капиталовложений в АЭС и ТЭС, когда сравниваются эффективности преобразования активов, меньше единицы, отражают фактически квазирыночную ситуацию, когда из рыночно невыгодных вариантов выбирается наименее невыгодный. На самом деле в такой ситуации необходимо рассматривать более общий случай, когда капитализированная стоимость актива определяется соотношением (1).

$$D_{акт} = D_{акт}^{(год)} / r_{дох}^{(альтер)}.$$

Если предположить, что вся прибыль, полученная в электроэнергетике, идет на ее развитие, и что в электроэнергетике конкурируют между собой только тепловые и атомные электростанции, то для капиталовложения в атомную станцию альтернативным активом будет тепловая станция, и наоборот. Тогда для капитализированной стоимости АЭС и ТЭС (с одинаковым сроком службы T_p) в год начала их функционирования справедливы следующие соотношения:

$$D_{аэс} = [(p_{эл} - c_{эл}^{(аэс)}) \cdot Q_{эл} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(np)}) / r_{дох}^{(мэс)}] \cdot [1 - 1/(1 + r_{дох}^{(мэс)})^{T_p}];$$

$$D_{тэс} = [(p_{эл} - c_{эл}^{(тэс)}) \cdot Q_{эл} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(np)}) / r_{дох}^{(аэс)}] \cdot [1 - 1/(1 + r_{дох}^{(аэс)})^{T_p}].$$

Соответствующие им выражения для капитализированной стоимости собственных средств, вложенных в эти активы (АЭС и ТЭС), в год начала их использования при $T_{mp(аэс)} > T_{mp(мэс)}$ имеют следующий вид

$$D_{cc(аэс)} = S_{аэс} \cdot (1 + r_{дох}^{(мэс)})^{T_{mp(аэс)} - T_{mp(мэс)}};$$

$$D_{cc(мэс)} = S_{мэс}.$$

Тогда эффективность преобразования актива для АЭС и ТЭС определяется следующими соотношениями:

$$K_{\text{аэс}}^{(cc)} = [(p_{\text{эл}} - c_{\text{эл}})_{\text{аэс}} \cdot Q_{\text{эл}} \cdot (1 - \kappa_{\text{нал}}^{(np)})] \cdot [1 - 1/(1 + r_{\text{дох}}^{(мэс)})^{T_p}] / r_{\text{дох}}^{(мэс)} \cdot [S_{\text{аэс}} \cdot (1 + r_{\text{дох}}^{(мэс)})^{T_{\text{стр(аэс)}}} - T_{\text{стр(мэс)}}];$$

$$K_{\text{тэс}}^{(cc)} = [(p_{\text{эл}} - c_{\text{эл}})_{\text{тэс}} \cdot Q_{\text{эл}} \cdot (1 - \kappa_{\text{нал}}^{(np)})] \cdot [1 - 1/(1 + r_{\text{дох}}^{(аэс)})^{T_p}] / r_{\text{дох}}^{(аэс)} \cdot S_{\text{тэс}}.$$

Абсолютное условие эффективности преобразования актива - собственных средств - в актив - АЭС имеет вид

$$K_{\text{аэс}}^{(cc)} = [(p_{\text{эл}} - c_{\text{эл}})_{\text{аэс}} \cdot Q_{\text{эл}} \cdot (1 - \kappa_{\text{нал}}^{(np)})] \cdot [1 - 1/(1 + r_{\text{дох}}^{(мэс)})^{T_p}] / r_{\text{дох}}^{(мэс)} \cdot [S_{\text{аэс}} \cdot (1 + r_{\text{дох}}^{(мэс)})^{T_{\text{стр(аэс)}}} - T_{\text{стр(мэс)}}] > 1.$$

Далее представлены значения инвестиционных потенциалов для АЭС, начиная с которых выполняется последнее неравенство

$r_{\text{дох}}^{(тэс)}$	$R_{\text{эл}} - c_{\text{эл(аэс)}}$, долл./кВт·ч
0,01	0,0053
0,02	0,0067
0,03	0,0085
0,04	0,0103
0,05	0,0123

При базовом варианте №2: $S_{\text{аэс}}^{(y\partial)} = 1000$ долл./кВт; $S_{\text{тэс}}^{(y\partial)} = 500$ долл./кВт; $T_{\text{стр(аэс)}} - T_{\text{стр(тэс)}} = 4$; $E=r=0,1$; $c_{\text{оят}}^{(xp)} \approx c_{\text{оят}}^{(неp)} \approx 0$; $\eta_{\text{аэс}} = 0,33$; $\eta_{\text{тэс}} = 0,40$; $c_{\text{экспл(аэс)}} = c_{\text{экспл(тэс)}} = 0,005$ долл./кВт·ч; $\lambda_{\text{ям}} = 7 \cdot 10^8$ ккал/кг; $\lambda_{\text{газ}} = 8 \cdot 10^3$ ккал/кг; $T_p = 50$ лет; $(\text{КИУМ})_{\text{аэс}} = (\text{КИУМ})_{\text{тэс}} = 0,8$ получим

$$(p_{\text{эл}} - c_{\text{эл(аэс)}}) > 2,93 \cdot (p_{\text{эл}} - c_{\text{эл(тэс)}})$$

или

$$p_{\text{газ}} > 2,44 \cdot p_{\text{эл}} + 4,7 \cdot 10^{-6} \cdot p_{\text{ям}} - 0,012.$$

При мировой цене на ядерное топливо $p_{\text{ям}} = 1300$ долл./кг

$$p_{\text{газ}} > 2,44 \cdot p_{\text{эл}} - 0,006.$$

В табл.19.3. приведены результаты вычислений цены газа, начиная с которой АЭС с топливом по мировым ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС.

Таблица 19.3

Цена газа, выше которой АЭС с топливом по мировым ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС (базовый вариант №2М)

$R_{\text{эл}}$, долл./кВт·ч	$R_{\text{газ}}$, долл./кг	$R_{\text{газ}}$, долл./тыс.м ³
0,01	0,018	17
0,02	0,043	39
0,03	0,067	60
0,04	0,092	82
0,05	0,116	104

При внутренней российской цене на ядерное топливо $p_{\text{ят}} = 450$ долл./кг

$$p_{\text{газ}} > 2,44 \cdot p_{\text{эл}} - 0,01.$$

В табл. 19.4. приведены результаты вычислений цены газа, начиная с которой АЭС с топливом по внутренним российским ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС.

Таблица 19.4 Цена газа, выше которой АЭС с топливом по российским ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС (базовый вариант №2Р)

$p_{\text{эл}}$, долл./кВт·ч	$p_{\text{газ}}$, долл./кг	$p_{\text{газ}}$, долл./тыс.м ³
0,01	0,014	13
0,02	0,039	35
0,03	0,063	57
0,04	0,088	79
0,05	0,112	101

Результаты вычислений для базовых вариантов №1 и №2 представлены на рис.19.1-19.4.

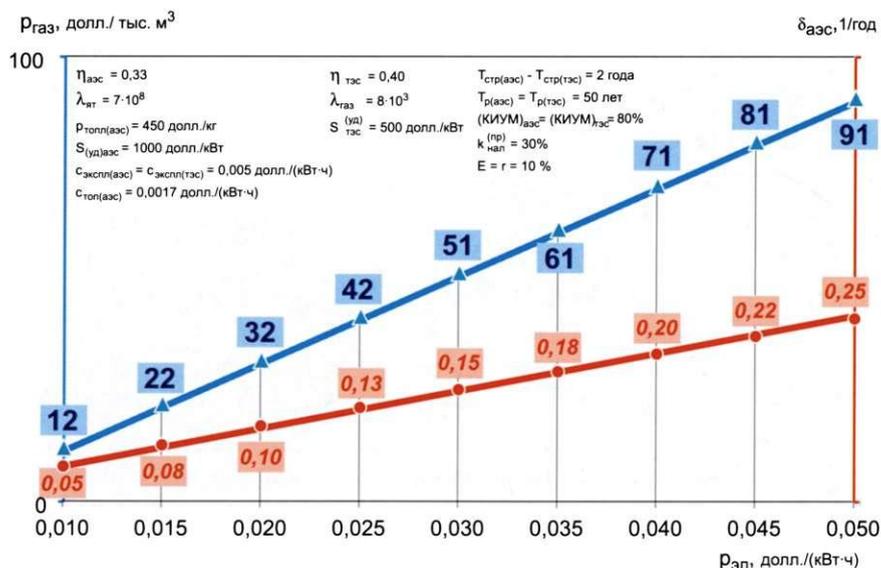


Рис. 19.1. Зависимость конкурентоспособной цены газа и темпа развития АЭС за счет собственных средств (правая шкала) от тарифа на электроэнергию (БВ №1Р)

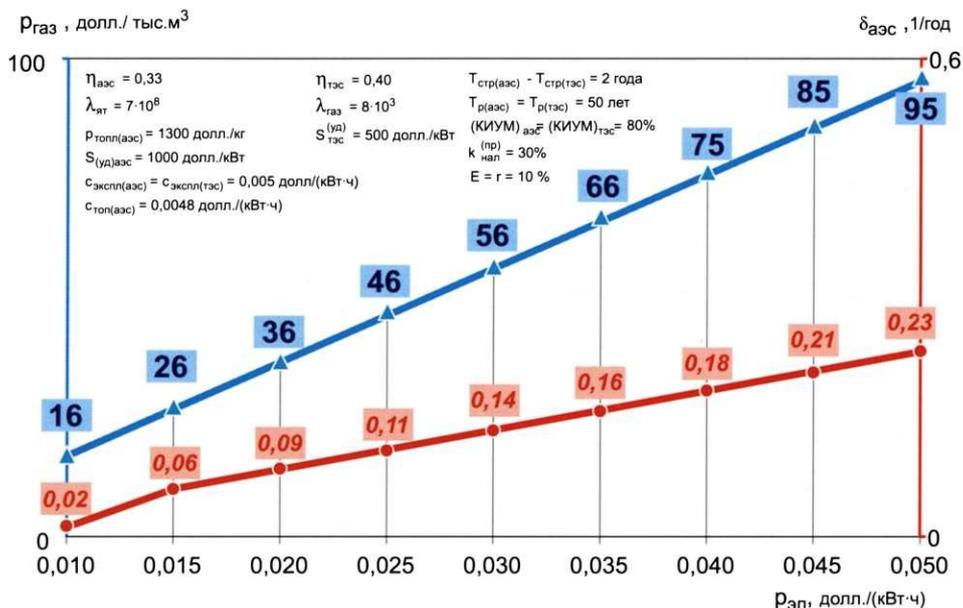


Рис. 19.2. Зависимость конкурентоспособной цены газа и темпа развития АЭС за счет собственных средств (правая шкала) от тарифа на электроэнергию (БВ №1М)

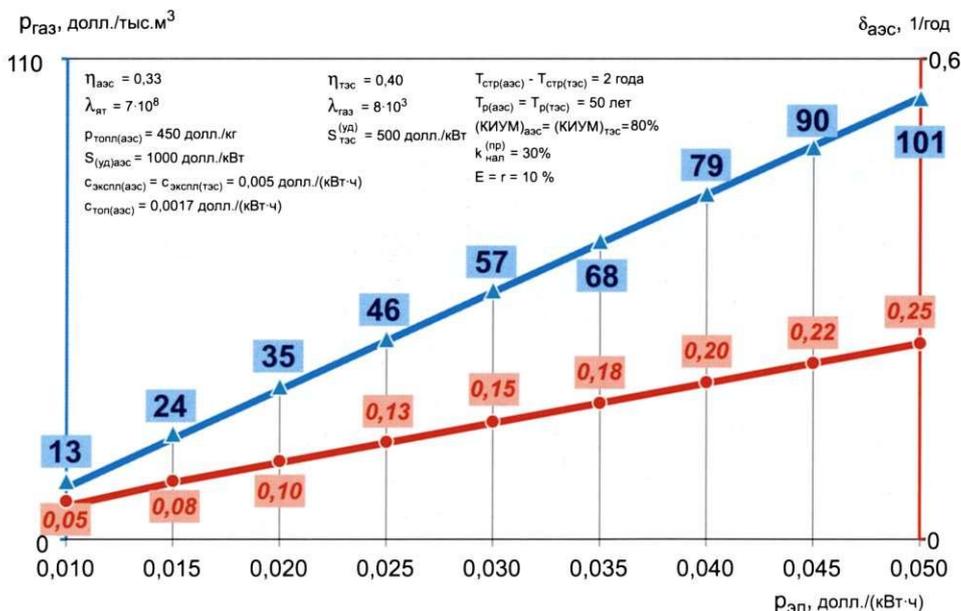


Рис. 19.3. Зависимость конкурентоспособной цены газа и темпа развития АЭС за счет собственных средств (правая шкала) от тарифа на электроэнергию (БВ №2Р)

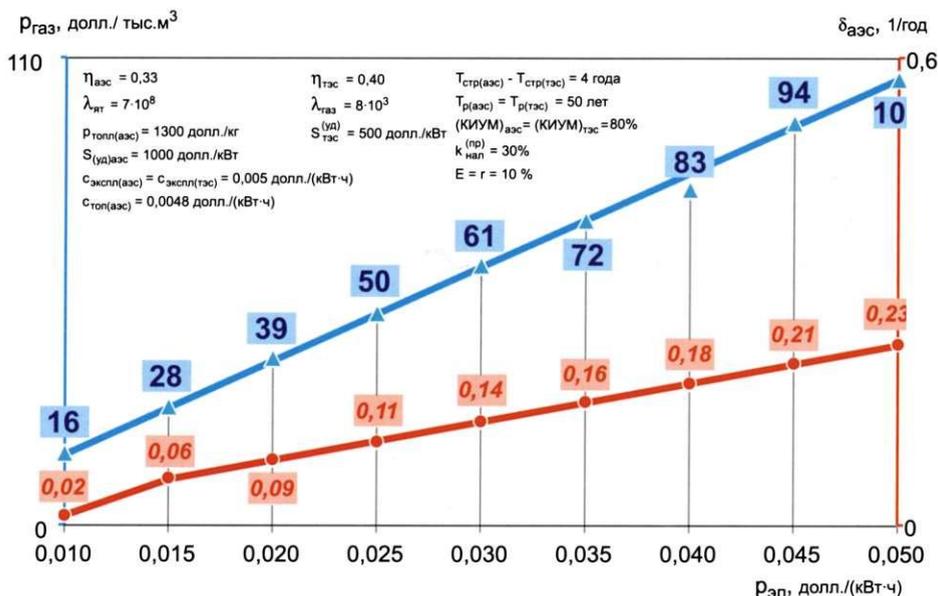


Рис. 19.4. Зависимость конкурентоспособной цены газа и темпа развития АЭС за счет собственных средств (правая шкала) от тарифа на электроэнергию (БВ №2М)

Для базового варианта №3: $S_{АЭС}^{(уд)} = 1500$ долл./кВт; $S_{ТЭС}^{(уд)} = 500$ долл./кВт; $T_{стр(АЭС)} - T_{стр(ТЭС)} = 2$; $E=r = 0,05$; $p_{ям} = 1300$ долл./кг; $c_{оям}^{(xp)} \approx c_{оям}^{(пер)} \approx 0$; $\eta_{АЭС} = 0,33$; $\eta_{ТЭС} = 0,40$; $c_{экспл(АЭС)} = c_{экспл(ТЭС)} = 0,01$ долл./кВт·ч; $\lambda_{ят} = 7 \cdot 10^8$ ккал/кг; $\lambda_{газ} = 8 \cdot 10^3$ ккал/кг; $T_{р} = 50$ лет; $(КИУМ)_{АЭС} = (КИУМ)_{ТЭС} = 0,8$, результаты вычислений представлены на рис. 19.5.

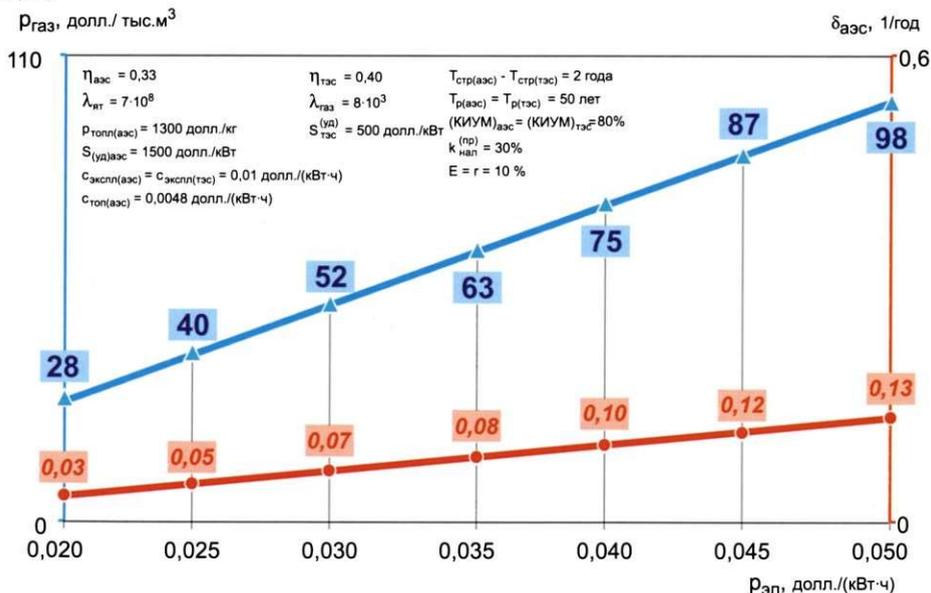


Рис. 19.5. Зависимость конкурентоспособной цены газа и темпа развития АЭС за счет собственных средств (правая шкала) от тарифа на электроэнергию (БВ №3)

Для базового варианта №4: $S_{азс}^{(уд)} = 2000$ долл./кВт; $S_{тэс}^{(уд)} = 500$ долл./кВт;
 $T_{стр(азс)} - T_{стр(тэс)} = 4$; $E=r=0,05$; $p_{ям} = 1300$ долл./кг; $c_{оам}^{(xp)} \approx c_{оам}^{(пер)} \approx 0$; $\eta_{азс} = 0,33$;
 $\eta_{тэс} = 0,40$; $c_{экспл(азс)} = c_{экспл(тэс)} = 0,01$ долл./кВт·ч; $\lambda_{ям} = 7 \cdot 10^8$ ккал/кг; $\lambda_{газ} = 8 \cdot 10^3$ ккал/кг;
 $T_p = 50$ лет; $(КИУМ)_{азс} = (КИУМ)_{тэс} = 0,8$, результаты вычислений представлены на рис. 19.6.

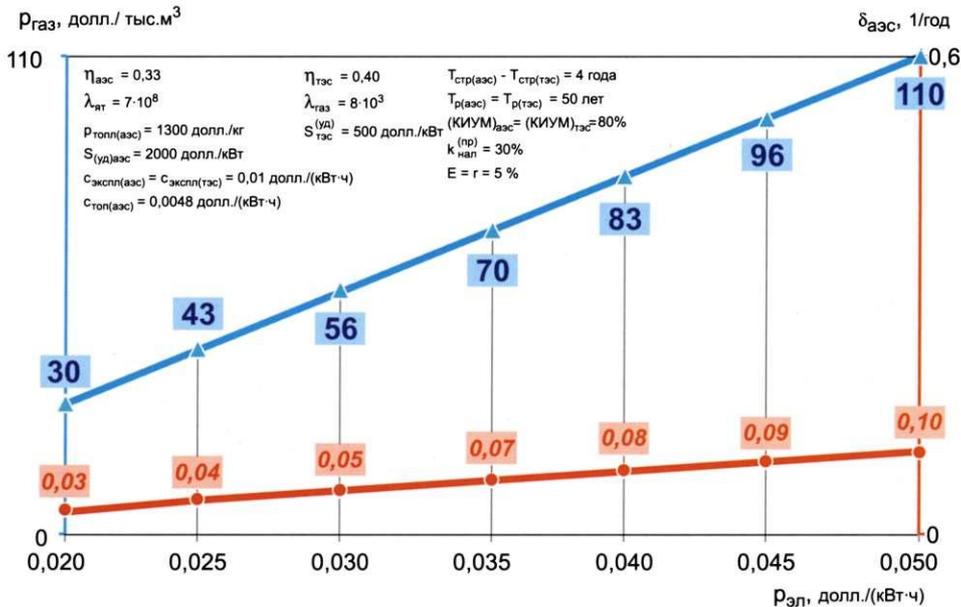


Рис. 19.6. Зависимость конкурентоспособной цены газа и темпа развития АЭС за счет собственных средств (правая шкала) от тарифа на электроэнергию (БВ №4)

19.2. Развитие ЯЭ за счет заемных средств

Рассмотрим ситуацию, когда финансирование капиталовложений осуществляется за счет заемных средств, которые должны вернуться в инвестиционный цикл через $T_{кр}$ лет, что соответствует темпу роста $\delta_{эс} = T_{кр}^{-1}$. В этом случае капитализированная рыночная стоимость электростанции в год начала ее функционирования будет складываться из двух слагаемых, одно из которых ($D_{эс}^{(кр)}$) связано с чистым доходом, получаемым в период возврата кредита в инвестиционный цикл, т.е. в течение $T_{вк(эс)} = T_{кр} - T_{стр(эс)}$ лет, а другое ($D_{эс}^{(св)}$) - с чистым доходом, получаемым в период после возврата кредита в инвестиционный цикл, т.е. в течение $(T_p - T_{вк})$ лет:

$$D_{эс} = D_{эс}^{(кр)} + D_{эс}^{(св)};$$

$$D_{эс}^{(кр)} = \{(p_{з.1} - c_{з.1}^{(кр)}) \cdot Q_{з.1} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(пр)}) / E\} \cdot \{1 - 1 / (1 + E)^{T_{вк(эс)}}\};$$

$$D_{эс}^{(св)} = \{(p_{з.1} - c_{з.1}^{(св)}) \cdot Q_{з.1} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(пр)}) / E\} \cdot \{1 / (1 + E)^{T_{вк(эс)}} - 1 / (1 + E)^{T_p}\},$$

где $c_{з.1}^{(кр)}$ — удельные издержки производства электроэнергии в период возвращения кредита в инвестиционный цикл, включая выплату процентов за кредит (долл./кВт·ч), $c_{з.1}^{(св)}$ — удельные издержки производства электроэнергии в период после возврата кредита в инвестиционный цикл (долл./кВт·ч).

Допустим, что сооружение этой электростанции с номинальной стоимостью $S_{эс}$ долларов финансируется из заёмных средств с нормой кредита r , а срок строительства

$T_{\text{смп(эс)}}$. Тогда капитализированная рыночная стоимость заёмных средств $S_{\text{эс}}$ в год начала функционирования станции как актива определяется следующим отношением:

$$D_{\text{эс}} = S_{\text{эс}} \cdot (1 + r)^{T_{\text{смп(эс)}}}$$

Для сравнения эффективности капиталовложений в электростанции с разными затратами и сроками на их сооружение будем использовать отношение

$$K_{\text{эс}}^{(\text{эс})} = D_{\text{эс}} / D_{\text{эс}}$$

или

$$K_{\text{эс}}^{(\text{эс})} = \{(p_{\text{эл}} - c_{\text{эл}}^{(\text{кр})}) \cdot [1 - 1/(1 + E)^{T_{\text{вк(эс)}}}] + \\ + (p_{\text{эл}} - c_{\text{эл}}^{(\text{св})}) \cdot [1/(1 + E)^{T_{\text{вк(эс)}}} - 1/(1 + E)^{T_p}]\} \cdot 8760 \cdot (\text{КИУМ})_{\text{эс}} \cdot (1 - \kappa_{\text{нал}}^{(\text{нр})}) / \\ / S_{\text{эс}}^{(\text{yd})} \cdot E \cdot (1 + E)^{T_{\text{смп}}}$$

Для сравнения электростанций с одинаковыми $(\text{КИУМ})_{\text{эс}}$ удобно пользоваться следующим комплексом:

$$K_{\text{эс}}^{(\text{эс})} \cdot E / 8760 \cdot (\text{КИУМ})_{\text{эс}} \cdot (1 - \kappa_{\text{нал}}^{(\text{нр})}) = \{(p_{\text{эл}} - c_{\text{эл}}^{(\text{кр})}) + [1 - 1/(1 + E)^{T_{\text{вк(эс)}}}] + \\ + (p_{\text{эл}} - c_{\text{эл}}^{(\text{св})}) \cdot [1/(1 + E)^{T_{\text{вк(эс)}}} - 1/(1 + E)^{T_p}]\} / S_{\text{эс}}^{(\text{yd})} \cdot (1 + E)^{T_{\text{смп}}}$$

Тогда условием преимущества АЭС над ТЭС будет являться следующее неравенство:

$$\{(p_{\text{эл}} - c_{\text{эл(аэс)}}^{(\text{кр})}) \cdot [1 - 1/(1 + E)^{T_{\text{вк(аэс)}}}] + \\ + (p_{\text{эл}} - c_{\text{эл(аэс)}}^{(\text{св})}) \cdot [1/(1 + E)^{T_{\text{вк(аэс)}}} - 1/(1 + E)^{T_p}]\} > \\ > [(S_{\text{аэс}}^{(\text{yd})} / S_{\text{тэс}}^{(\text{yd})}) \cdot (1 + r)^{T_{\text{смп(аэс)}} - T_{\text{смп(тэс)}}}] \cdot \{(p_{\text{эл}} - c_{\text{эл(тэс)}}^{(\text{кр})}) \cdot [1 - 1/(1 + E)^{T_{\text{вк(тэс)}}}] + \\ + (p_{\text{эл}} - c_{\text{эл(тэс)}}^{(\text{св})}) \cdot [1/(1 + E)^{T_{\text{вк(тэс)}}} - 1/(1 + E)^{T_p}]\}.$$

При базовом варианте №1К: $S_{\text{аэс}}^{(\text{yd})} = 1000$ долл./кВт; $S_{\text{тэс}}^{(\text{yd})} = 500$ долл./кВт; $T_{\text{смп(аэс)}} - T_{\text{смп(тэс)}} = 2$; $E = r = 0,1$; $c_{\text{оям}}^{(\text{кр})} \approx c_{\text{оям}}^{(\text{нр})} \approx 0$; $\eta_{\text{аэс}} = 0,33$; $\eta_{\text{тэс}} = 0,40$; $c_{\text{экспл(аэс)}} = c_{\text{экспл(тэс)}} = 0,005$ долл./кВт·ч; $\lambda_{\text{ям}} = 7 \cdot 10^8$ ккал/кг; $\lambda_{\text{газ}} = 8 \cdot 10^3$ ккал/кг; $T_p = 50$ лет; $(\text{КИУМ})_{\text{аэс}} = (\text{КИУМ})_{\text{тэс}} = 0,8$; $T_{\text{кр}} = 20$, $T_{\text{вк(аэс)}} = 16$, $T_{\text{вк(тэс)}} = 18$ получим

$$\{(p_{\text{эл}} - c_{\text{эл(аэс)}}^{(\text{кр})}) \cdot 0,78 + (p_{\text{эл}} - c_{\text{эл(аэс)}}^{(\text{св})}) \cdot 0,21\} > \\ > 2,42 \cdot \{(p_{\text{эл}} - c_{\text{эл(тэс)}}^{(\text{кр})}) \cdot 0,82 + (p_{\text{эл}} - c_{\text{эл(тэс)}}^{(\text{св})}) \cdot 0,17\}.$$

Очевидно, что

$$c_{\text{эл}}^{(\text{кр})} = c_{\text{топ}} + c_{\text{экспл}} + r \cdot S_{\text{эс}}^{(\text{yd})} \cdot (1 + r)^{T_{\text{смп(эс)}}} / 8760 \cdot (\text{КИУМ})_{\text{эс}} + c_{\text{ам}};$$

$$c_{\text{эл}}^{(\text{св})} = c_{\text{топ}} + c_{\text{экспл}} + c_{\text{ам}}.$$

Тогда основное неравенство примет вид

$$\{(p_{\text{эл}} - c_{\text{ям}} - c_{\text{экспл(аэс)}} - 0,021 - c_{\text{ам(аэс)}}) \cdot 0,78 + (p_{\text{эл}} - c_{\text{ям}} - c_{\text{экспл(аэс)}} - c_{\text{ам(аэс)}}) \cdot 0,21\} > \\ > 2,42 \cdot \{(p_{\text{эл}} - c_{\text{газ}} - c_{\text{экспл(тэс)}} - 0,0086 - c_{\text{ам(тэс)}}) \cdot 0,82 + (p_{\text{эл}} - c_{\text{газ}} - c_{\text{экспл(тэс)}} - c_{\text{ам(тэс)}}) \cdot 0,17\}.$$

Очевидно, что это неравенство для нашего анализа имеет смысл решать лишь при положительной его левой части, т.е. при

$$\{(p_{\text{эл}} - c_{\text{ям}} - c_{\text{экспл(аэс)}} - 0,021 - c_{\text{ам(аэс)}}) \cdot 0,78 + (p_{\text{эл}} - c_{\text{ям}} - c_{\text{экспл(аэс)}} - c_{\text{ам(аэс)}}) \cdot 0,21\} > 0$$

или

$$p_{\text{эл}} > c_{\text{ям}} + 0,021.$$

Но

$$c_{ят} = 860 \cdot p_{ят} / \lambda_{ят} \cdot \eta_{азс}$$

и

$$p_{эл} > 3,7 \cdot 10^{-6} \cdot p_{ят} + 0,021.$$

При мировых ценах на ядерное топливо (1300 долл./кг)

$$p_{эл} > 0,025.$$

При внутренних российских ценах на ядерное топливо (450 долл./кг)

$$p_{эл} > 0,022.$$

Кроме этих формальных неравенств, существует содержательное ограничение на численные значения $p_{эл}$. Оно связано с тем, что за время $T_{ам}$ капиталовложения в АЭС и ТЭС должны быть возвращены в инвестиционный цикл в форме доходов от их функционирования, т.е. одновременно должны соблюдаться следующие равенства (условия кредитоспособности):

$$[p_{эл} - c_{ят} - c_{экспл(азс)} - c_{ам(азс)} - r \cdot S_{азс}^{(yd)} \cdot (1 + E)^{T_{смп(азс)}} / 8760 \cdot (КИУМ)_{азс}] \times \\ \times 8760 \cdot (КИУМ)_{азс} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(np)}) \geq S_{азс}^{(yd)} \cdot (1 + r)^{T_{смп(азс)}} \cdot r / [(1 + r)^{T_{вк(азс)}} - 1];$$

$$[p_{эл} - c_{газ} - c_{экспл(тэс)} - c_{ам(тэс)} - r \cdot S_{тэс}^{(yd)} \cdot (1 + E)^{T_{смп(тэс)}} / 8760 \cdot (КИУМ)_{тэс}] \times \\ \times 8760 \cdot (КИУМ)_{тэс} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(np)}) \geq \{S_{тэс}^{(yd)} \cdot (1 + r)^{T_{смп(тэс)}} \cdot r / [(1 + r)^{T_{вк(тэс)}} - 1]$$

или

$$p_{эл} \geq c_{ят} + 0,026 + 0,008;$$

$$c_{газ} \leq p_{эл} - 0,014 - 0,003.$$

Для мировых цен на ядерное топливо (1300 долл./кг) имеем:

$$p_{эл} \geq 0,039 \text{ долл./}(кВт \cdot ч);$$

$$c_{газ} \leq p_{эл} - 0,017 \text{ долл./}(кВт \cdot ч);$$

$$p_{газ} \leq 3,7 \cdot p_{эл} - 0,063 \text{ долл./кг.}$$

Для внутренних российских цен на ядерное топливо (450 долл./кг) имеем:

$$p_{эл}^{(кр)} \geq 0,036 \text{ долл./}(кВт \cdot ч);$$

$$c_{газ} \leq p_{эл} - 0,017 \text{ долл./}(кВт \cdot ч);$$

$$p_{газ} \leq 3,7 \cdot p_{эл} - 0,063 \text{ долл./кг.}$$

После определения области допустимых значений для $p_{эл}$, решая основное неравенство, получим:

$$p_{газ} > 2,2 \cdot p_{эл}^{(кр)} + 1,7 \cdot c_{ят} - 0,011.$$

При мировых ценах на ядерное топливо (1300 долл./кг) условие конкурентоспособности АЭС выражается следующим неравенством:

$$p_{газ} > 2,2 \cdot p_{эл}^{(кр)} - 0,003.$$

В табл. 19.5 приведены результаты вычислений цены газа, начиная с которой АЭС с топливом по мировым ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС.

Таблица 19.5. Цена газа, выше которой АЭС с топливом по мировым ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС (базовый вариант №1КМ)

$P_{эл}$, долл./кВт·ч	$P_{газ}$, долл./кг	$P_{газ}$, долл./тыс.м ³
0,039		
0,04	0,085	77
0,05	0,107	96

При внутренних российских ценах на ядерное топливо (450 долл./кг) условие конкурентоспособности АЭС выражается следующим неравенством:

$$P_{газ} > 2,2 \cdot P_{эл}^{(кр)} - 0,008.$$

В табл. 19.6. приведены результаты вычислений цены газа, начиная с которой АЭС с топливом по внутренним российским ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС.

Таблица 19.6 Цена газа, выше которой АЭС с топливом по российским ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС (базовый вариант №1КР)

$P_{эл}$, долл./кВт·ч	$P_{газ}$, долл./кг	$P_{газ}$, долл./тыс.м ³
0,036		
0,04	0,080	72
0,05	0,102	92

На рис.19.7. - 19.11. представлены результаты расчета использования заемных средств для различных вариантов.

$P_{газ}$, долл./ тыс.м³

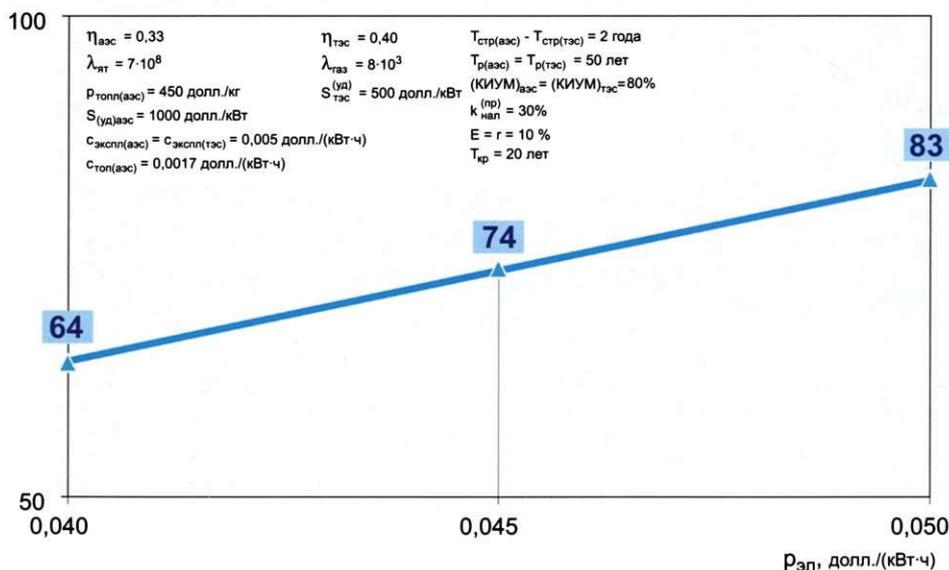


Рис. 19.7. Зависимость конкурентноспособной цены газа от тарифа на электроэнергию в случае привлечения заемных средств (БВ №1КР)

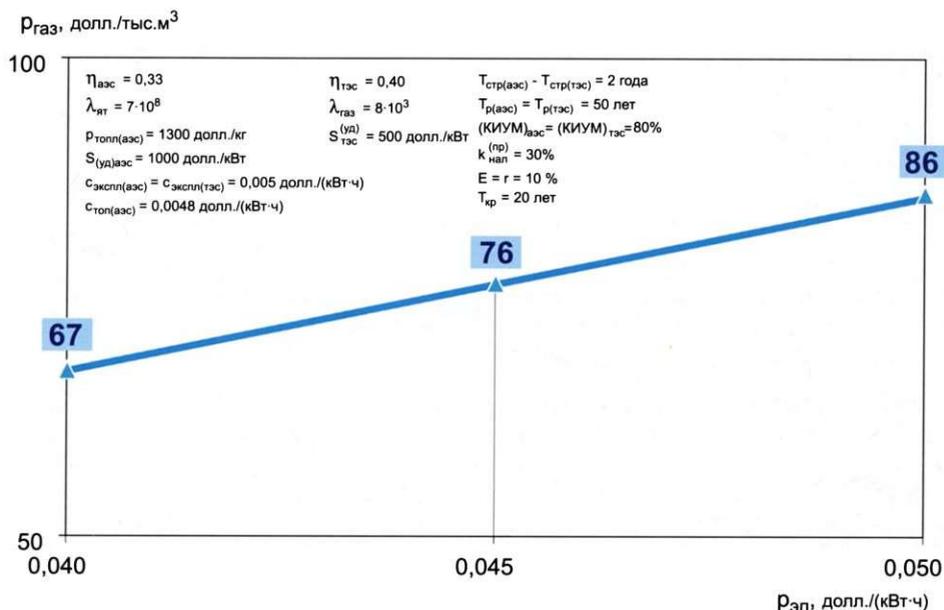


Рис. 19.8. Зависимость конкурентоспособной цены газа от тарифа на электроэнергию в случае привлечения заемных средств (БВ №1КМ)

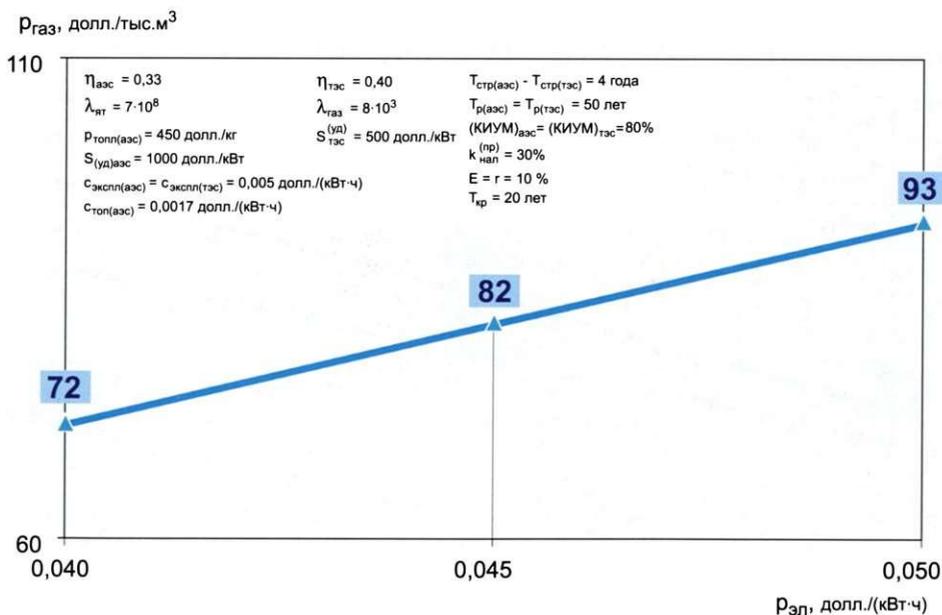


Рис. 19.9. Зависимость конкурентоспособной цены газа от тарифа на электроэнергию в случае привлечения заемных средств (БВ №2КР)

19.3. Смешанное финансирование развития ЯЭ

Рассмотрим ситуацию, когда финансирование капиталовложений в АЭС осуществляется лишь частично за счет кредита (x - доля заемных средств).

$$D_{эс} = D_{эс}^{(кп)} + D_{эс}^{(св)};$$

$$D_{эс}^{(кп)} = \{(p_{э1} - c_{э1}^{(кп)}) \cdot Q_{э1} \cdot (1 - \kappa_{на1}^{(нр)}) / E\} \cdot \{1 - 1/(1 + E)^{T_{ам(эс)}}\};$$

$$D_{эс}^{(св)} = \{(p_{э1} - c_{э1}^{(св)}) \cdot Q_{э1} \cdot (1 - \kappa_{на1}^{(нр)}) / E\} \cdot \{1/(1 + E)^{T_{ам(эс)}} - 1/(1 + E)^{T_p}\},$$

где $c_{э1}^{(кп)}$ - удельные издержки производства электроэнергии в период возвращения кредита в инвестиционный цикл, включая выплату процентов за кредит (долл./кВт.ч); $c_{э1}^{(св)}$ - удельные издержки производства электроэнергии в период после возврата кредита в инвестиционный цикл (долл./кВт.ч).

Допустим, что сооружение этой электростанции с номинальной стоимостью $S_{эс}$ долларов частично финансируется из заемных средств с нормой кредита r , а срок строительства $T_{сmp}$. Тогда капитализированная рыночная стоимость заемных средств $S_{эс}$ в год начала функционирования станции как актива определяется следующим отношением:

$$D_{эс} = x \cdot S_{эс} \cdot (1 + r)^{T_{сmp(эс)}} + (1 - x) \cdot S_{эс} \cdot (1 + E)^{T_{сmp(эс)}}.$$

Для сравнения эффективности капиталовложений в электростанции с разными затратами и сроками на их сооружение будет использоваться отношение

$$K_{эс}^{(эс)} = D_{эс} / D_{эс}$$

или

$$K_{эс}^{(эс)} = \{(p_{э1} - c_{э1}^{(кп)}) \cdot [1 - 1/(1 + E)^{T_{ам(эс)}}] + (p_{э1} - c_{э1}^{(св)}) \cdot [1/(1 + E)^{T_{ам(эс)}} - 1/(1 + E)^{T_p}]\} \cdot 8760 \cdot (КИУМ)_{эс} \cdot (1 - \kappa_{на1}^{(нр)}) / S_{эс}^{(yд)} \cdot E \cdot \{x \cdot (1 + r)^{T_{сmp(эс)}} + (1 - x) \cdot (1 + E)^{T_{сmp(эс)}}\}.$$

Для сравнения электростанций с одинаковыми $(КИУМ)_{эс}$ удобно пользоваться следующим комплексом:

$$K_{эс}^{(эс)} \cdot E / 8760 \cdot (КИУМ)_{эс} \cdot (1 - \kappa_{на1}^{(нр)}) = \{(p_{э1} - c_{э1}^{(кп)}) \cdot [1 - 1/(1 + E)^{T_{ам(эс)}}] + (p_{э1} - c_{э1}^{(св)}) \cdot [1/(1 + E)^{T_{ам(эс)}} - 1/(1 + E)^{T_p}]\} / S_{эс}^{(yд)} \cdot \{x \cdot (1 + r)^{T_{сmp(эс)}} + (1 - x) \cdot (1 + E)^{T_{сmp(эс)}}\}.$$

Тогда условием преимущества АЭС над ТЭС будет следующее неравенство:

$$\begin{aligned} & \{(p_{э1} - c_{э1(аэс)}^{(кп)}) \cdot [1 - 1/(1 + E)^{T_{ам(аэс)}}] + \\ & + (p_{э1} - c_{э1(аэс)}^{(св)}) \cdot [1/(1 + E)^{T_{ам(аэс)}} - 1/(1 + E)^{T_p}]\} > \\ & > \{(S_{аэс}^{(yд)} / S_{тэс}^{(yд)}) \cdot [x \cdot (1 + r)^{T_{сmp(аэс)}} + (1 - x) \cdot (1 + E)^{T_{сmp(аэс)}}] / \\ & / [x \cdot (1 + r)^{T_{сmp(тэс)}} + (1 - x) \cdot (1 + E)^{T_{сmp(тэс)}}]\} \cdot \\ & \{(p_{э1} - c_{э1(мэс)}^{(кп)}) \cdot [1 - 1/(1 + E)^{T_{ам(мэс)}}] + \\ & + (p_{э1} - c_{э1(мэс)}^{(св)}) \cdot [1/(1 + E)^{T_{ам(мэс)}} - 1/(1 + E)^{T_p}]\}. \end{aligned}$$

При базовом варианте № 1К имеем

$$\begin{aligned} & \{(p_{э1} - c_{э1(аэс)}^{(кп)}) \cdot 0,78 + (p_{э1} - c_{э1(аэс)}^{(св)}) \cdot 0,21\} > \\ & > 2,42 \{(p_{э1} - c_{э1(мэс)}^{(кп)}) \cdot 0,82 + (p_{э1} - c_{э1(мэс)}^{(св)}) \cdot 0,17\}. \end{aligned}$$

Очевидно, что

$$c_{эл(азс)}^{(кр)} = c_{ят} + c_{экспл(азс)} + c_{ам(азс)} + x \cdot r \cdot S_{азс}^{(yд)} \cdot (1 + E)^{T_{сmp(азс)}} / 8760 \cdot (КИУМ)_{азс};$$

$$c_{эл(мэс)}^{(кр)} = c_{газ} + c_{экспл(мэс)} + c_{ам(мэс)} + x \cdot r \cdot S_{мэс}^{(yд)} \cdot (1 + E)^{T_{сmp(мэс)}} / 8760 \cdot (КИУМ)_{мэс};$$

$$c_{эл}^{(св)} = c_{топ} + c_{экспл} + c_{ам}.$$

Тогда неравенство примет вид

$$(p_{эл}^{(кр)} - c_{ят} - c_{экспл(азс)} - x \cdot 0,021 - c_{ам(азс)}) \cdot 0,78 + (p_{эл}^{(св)} - c_{ят} - c_{экспл(азс)} - c_{ам(азс)}) \cdot 0,21 > > 2,42 \cdot \{ [p_{эл}^{(кр)} - c_{газ} - c_{экспл(мэс)} - x \cdot 0,0086 - c_{ам(мэс)}] \cdot 0,82 + (p_{эл}^{(св)} - c_{газ} - c_{экспл(мэс)} - c_{ам(мэс)}) \cdot 0,17 \}.$$

Это неравенство для нашего анализа имеет смысл решать лишь при положительной его левой части, т.е. при

$$(p_{эл}^{(кр)} - c_{ят} - c_{экспл(азс)} - x \cdot 0,021 - c_{ам(азс)}) \cdot 0,78 + (p_{эл}^{(св)} - c_{ят} - c_{экспл(азс)} - c_{ам(мэс)}) \cdot 0,21 > 0.$$

Подставляя численные значения, получим

$$p_{эл} > c_{ят} + 0,005 + 0,015 \cdot x.$$

При мировых ценах на ядерное топливо (1300 долл./кг) имеем

$$p_{эл} > 0,010 + 0,015 \cdot x.$$

При внутренних российских ценах на ядерное топливо (450 долл./кг)

$$p_{эл} > 0,007 + 0,015 \cdot x.$$

Кроме формальных неравенств, существует содержательное ограничение на численные значения $p_{эл}$, которое связано с тем, что за время $T_{вк}$ заемные капиталовложения в АЭС и ТЭС должны быть возвращены в инвестиционный цикл в форме доходов от их функционирования, т.е. одновременно должны соблюдаться следующие неравенства (условия кредитоспособности):

$$[p_{эл} - c_{эл(азс)}^{(кр)}] \cdot 8760 \cdot (КИУМ)_{азс} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(нр)}) \geq x \cdot S_{азс}^{(yд)} \cdot (1 + r)^{T_{сmp(азс)}} \cdot r / [(1 + r)^{T_{вк(азс)}} - 1];$$

$$[p_{эл} - c_{эл(мэс)}^{(кр)}] \cdot 8760 \cdot (КИУМ)_{мэс} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(нр)}) \geq x \cdot S_{мэс}^{(yд)} \cdot (1 + r)^{T_{сmp(мэс)}} \cdot r / [(1 + r)^{T_{вк(мэс)}} - 1];$$

или, подставляя численные величины,

$$p_{эл} - c_{ят} - 0,005 - x \cdot 0,021 \geq 0,008 \cdot x;$$

$$p_{эл} - c_{газ} - 0,005 - x \cdot 0,0086 \geq 0,003 \cdot x.$$

Для мировых цен на ядерное топливо (1300 долл./кг) имеем:

$$p_{эл} \geq 0,01 + 0,03 \cdot x;$$

$$c_{газ} \leq p_{эл} - 0,005 - 0,012 \cdot x;$$

$$p_{газ} \leq 3,7 \cdot p_{эл} - 0,019 - 0,044 \cdot x.$$

Ниже приведены результаты вычислений цены на электроэнергию, начиная с которой кредитоспособны АЭС с топливом по мировым ценам и газовые ТЭС с газом, цена которого ниже $p_{газ}^{(кр)}$.

x	$p_{эл}$, долл./((кВт·ч)	$p_{газ}^{(кр)}$, долл./тыс.м ³
0	0,010	16
0,25	0,018	33
0,3(3)	0,020	36
0,5	0,025	47
1	0,040	77

Для внутренних российских цен на ядерное топливо (450 долл./кг) имеем

$$p_{эл}^{(кр)} \geq 0,007 + 0,03 \cdot x;$$

$$c_{газ} \leq p_{эл} - 0,005 - 0,012 \cdot x;$$

$$p_{газ} \leq 3,7 \cdot p_{эл} - 0,019 - 0,044 \cdot x.$$

Ниже приведены результаты вычислений цены на электроэнергию, начиная с которой кредитоспособны АЭС с топливом по внутренним российским ценам и газовые ТЭС с газом, цена которого ниже $p_{газ}^{(кр)}$.

х	$p_{эл}$, долл./кВт·ч	$p_{газ}^{(кр)}$, долл./тыс.м ³
0	0,007	6
0,25	0,015	23
0,3(3)	0,017	26
0,5	0,022	36
1	0,037	67

После определения области допустимых значений для $p_{эл}$ и $p_{газ}$, решая основное неравенство, получим

$$p_{газ} > 2,2 \cdot p_{эл}^{(кр)} + 1,5 \cdot c_{ям} - 0,011 - 0,001x.$$

При мировых ценах на ядерное топливо (1300 долл./кг) условие конкурентоспособности АЭС выражается следующим неравенством:

$$p_{газ} > 2,2 \cdot p_{эл}^{(кр)} - 0,004 - 0,001x.$$

Но $p_{эл}^{(кр)} \geq 0,01 + 0,03 \cdot x$, следовательно, цена на газ, при которой АЭС (с мировыми ценами на ядерное топливо) конкурентоспособны с газовыми ТЭС при финансировании капиталовложений с использованием заемных средств ($r = 0,1$), определяется следующим неравенством:

$$p_{газ} > 0,02 + 0,065x \text{ долл./кг.}$$

В табл. 19.7. приведены результаты вычислений цен на газ и на электроэнергию, начиная с которых АЭС с топливом по мировым ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС.

Таблица 19.7. Цены на газ и электроэнергию, выше которых АЭС с топливом по мировым ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС (базовый вариант №1КМ)

х	$p_{эл}$, долл./кВт·ч	$p_{газ}$, долл./тыс.м ³
0	0,010	18
0,25	0,018	33
0,3(3)	0,020	37
0,5	0,025	47
1	0,040	77

При российских ценах на ядерное топливо (450 долл./кг) условие конкурентоспособности АЭС выражается следующим неравенством:

$$p_{газ} > 2,2p_{эл}^{(кр)} - 0,008 - 0,001x.$$

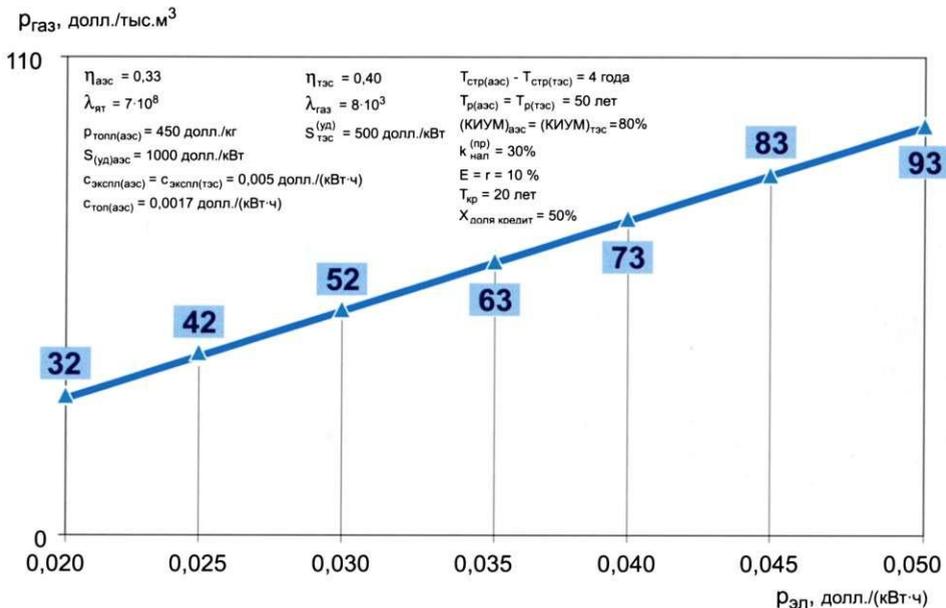


Рис. 19.13. Зависимость конкурентоспособной цены газа от тарифа на электроэнергию в случае использования долевого финансирования (БВ №2К)

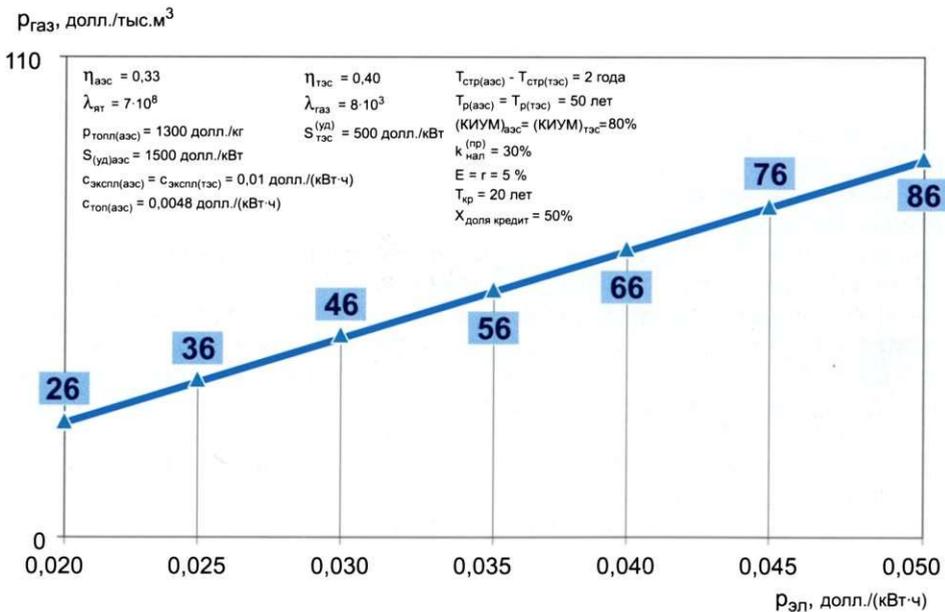


Рис. 19.14. Зависимость конкурентоспособной цены газа от тарифа на электроэнергию в случае использования долевого финансирования (БВ №3К)

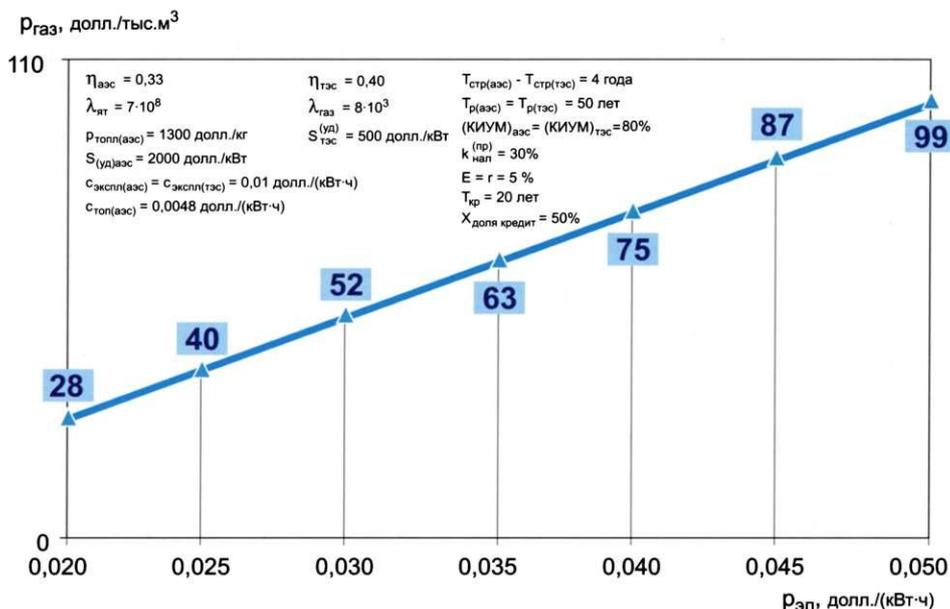


Рис. 19.15. Зависимость конкурентоспособной цены газа от тарифа на электроэнергию в случае использования долевого финансирования (БВ №4К)

19.4. Продление срока службы АЭС

Первые работы по обоснованию возможности экономически выгодного продления срока службы оборудования АЭС относятся к концу 80-х годов. В США в 1978 г. предложена программа продления сроков службы (PLEX), которая предусматривала комплексный подход к проблеме обеспечения безопасной эксплуатации АЭС в пределах проектного срока службы и на период его продления. Программа предполагала проведение ряда мероприятий в процессе эксплуатации АЭС, которые обеспечили бы подтверждение уровня ее безопасности на момент выдачи разрешения (лицензии) на эксплуатацию в пределах заявленного дополнительного срока службы. Учитывая длительные сроки работы энергетического оборудования (30 и более лет) и многофакторность эксплуатационных воздействий на элементы оборудования (температура, облучение, среда, "история" нагружения и испытаний и т.д.), основной проблемой обоснования продления срока службы стало подтверждение механизмов повреждения конструкционных материалов и сварных соединений, а также уточнение критериальных оценок сохранения целостности оборудования за пределами проектного срока службы. Решение данной проблемы требует проведения длительных исследований. В настоящее время работы по продлению срока проводятся во всех развитых странах, обладающих атомными энергетическими установками, и носят систематический характер. Национальные программы по изучению старения и продления сроков службы оборудования АЭС имеют США, Германия, Франция, Англия, Япония, Испания и другие страны.

Одним из толчков к проведению подобных исследований послужил тот факт, что в первом десятилетии XXI века окончатся проектные сроки службы и лицензий на эксплуатацию значительного числа энергоблоков АЭС во всем мире.

Российской атомной энергетике присущи те же проблемы, что и для большинства стран, развивающих атомную энергетику. Уже в 2001-2005 гг. заканчивается проектный срок службы восьми энергоблоков, в 2006-2010 гг. - еще семи энергоблоков АЭС.

Таким образом, работы, направленные на пересмотр назначенных проектных сроков службы оборудования АЭС с целью их возможного увеличения, становятся крайне актуальными. В ряде случаев это единственный способ сохранить существующий объем энергогенерирующих мощностей.

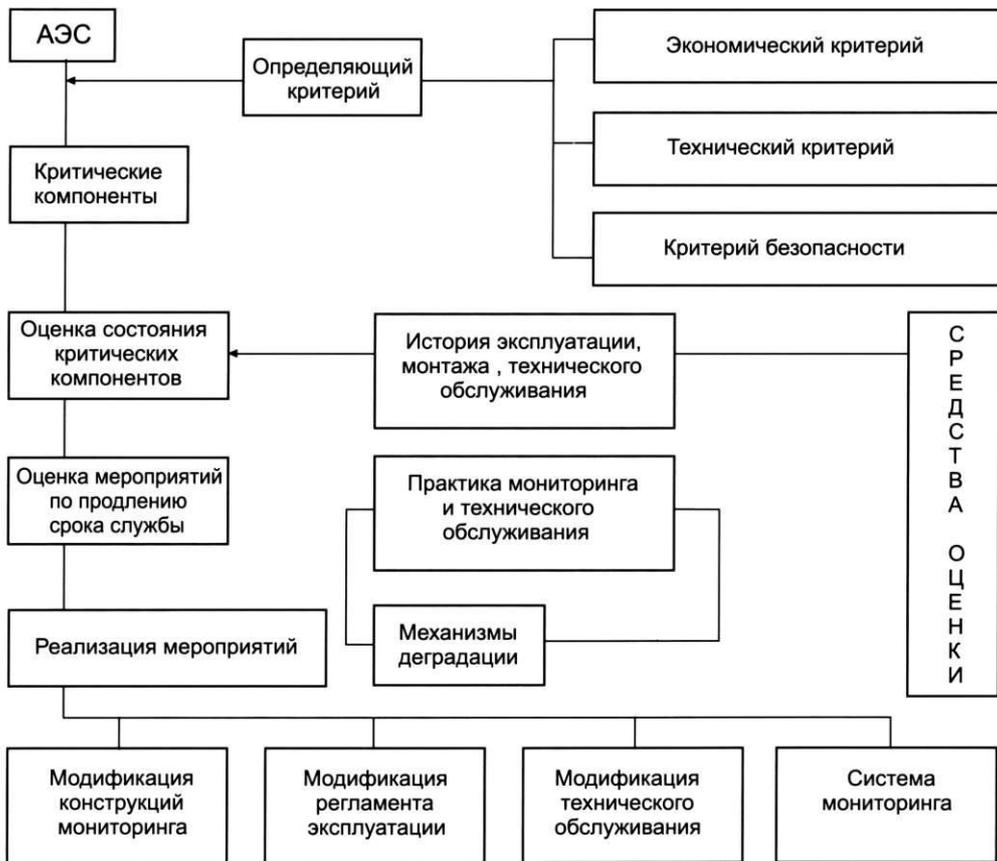


Рис. 19.16. Блок-схема программы работ по продлению срока службы

На рис 19.16 приведена типовая блок-схема работ по продлению срока службы АЭС. Отправным моментом для принятия стратегии на продление срока службы является положительный ответ на возможность подтверждения соответствия АЭС критериям безопасности, действующим на момент истечения назначенного срока службы, и то, что мероприятия, которые необходимо будет для этого выполнить, технически осуществимы. Например, корпус реактора ВВЭР - незаменимый компонент реакторной установки, срок службы которого ограничен радиационным охрупчиванием металла. Вместе с тем конструкция реактора такова, что позволяет провести термический отжиг металла корпуса, который в значительной степени восстанавливает характеристики металла и обеспечивает безопасность дальнейшей эксплуатации корпуса реактора.

Средства и технология отжига радиационных дефектов разработаны и уже неоднократно применялись на энергоблоках АЭС с реакторами ВВЭР-440.

Используя методологию, примененную выше для оценки сравнительной эффективности различных энерготехнологий, определим условия эффективности дополнительных капиталовложений на продление срока службы АЭС.

Допустим, что после продления срока службы электростанции на ΔT_p лет она будет производить ежегодно $Q_{эл}$ кВт·ч электроэнергии с удельными издержками $c_{эл}$ долл./кВт·ч и продавать ее по цене $p_{эл}$ долл./кВт·ч, выплачивая только налог на прибыль ($\kappa_{нал}^{(np)}$). Тогда ежегодный чистый доход на этой станции равен $(p_{эл} - c_{эл}) \cdot Q_{эл}$, а общий дисконтированный чистый доход за ΔT_p лет, а следовательно, и капитализированная рыночная стоимость станции в год начала ее работы после продления срока службы, определяется следующим выражением:

$$D_{эс} = [(p_{эл} - c_{эл}) \cdot Q_{эл} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(np)})] \cdot \{ [1 - 1/(1 + E)^{\Delta T_p}] / E \},$$

где E - норма дисконтирования.

Допустим далее, что номинальная стоимость продления срока службы этой электростанции $\Delta S_{эс}$, и оно финансируется из собственных средств, а срок работ по продлению - T_{np} лет. Тогда капитализированная рыночная стоимость собственных средств $\Delta S_{эс}$ в год начала функционирования станции после продления ее срока службы определяется следующим отношением:

$$D_{сс} = \Delta S_{эс} \cdot (1 + E)^{T_{np}}.$$

Очевидно, что продление срока службы целесообразно лишь тогда, когда

$$K_{эс}^{(cc)} = D_{эс} / D_{сс} > 1$$

или

$$[(p_{эл} - c_{эл}) \cdot Q_{эл} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(np)})] \cdot \{ [1 - 1/(1 + E)^{\Delta T_p}] / E \} > \Delta S_{эс} \cdot (1 + E)^{T_{np}}.$$

Это неравенство определяет верхнюю границу размера удельных капиталовложений на продление срока службы АЭС

$$\Delta S_{эс}^{(yд)} < (p_{эл} - c_{эл}) \cdot 8760 \cdot \text{КИУМ}_{эс} \cdot (1 - \kappa_{нал}^{(np)}) \cdot [1 - 1/(1 + E)^{\Delta T_p}] / [E \cdot (1 + E)^{T_{np}}].$$

При $(p_{эл} - c_{эл}) = 0,004$ долл./кВт·ч, $\text{КИУМ}_{эс} = 0,80$, $\kappa_{нал}^{(np)} = 0,30$, $E = 0,10$, $T_{np} = 1$ год получим для $\Delta T_p = 10$ лет

$$\Delta S_{эс} < 110 \text{ долл./кВт},$$

и для $\Delta T_p = 20$ лет

$$\Delta S_{эс} < 150 \text{ долл./кВт}.$$

Дополнительный экономический эффект будет получен от отсрочки затрат на снятие энергоблока с эксплуатации. При норме дисконтирования 10 % перенос этих затрат на 10 лет равносильен их снижению в $1,1^{10} \approx 2,6$ раза.

Для реакторов канального типа одним из основных мероприятий, обеспечивающих срок безопасной эксплуатации реакторной установки до 40 лет, является реконструкция активной зоны с массовой заменой топливных каналов. Данная реконструкция была выполнена на первых канадских реакторах типа CANDU и проводится на российских АЭС с реакторами РБМК-1000 первого поколения в настоящее время.

Таким образом, разработанные в последнее десятилетие технологии восстановления служебных характеристик материалов, ремонта и замены элементов реакторных установок, современные методы и средства неразрушающего контроля металла оборудования и трубопроводов АЭС с визуализацией дефектов, уже

реализованные и намеченные мероприятия по повышению безопасности реакторных установок всех типов позволяют утверждать, что продление сроков службы отечественных АЭС технически возможно и экономически целесообразно.

Практическая работа над подготовкой АЭС к продлению срока службы включает анализ фактического состояния всех компонентов, оценку выработанного и остаточного ресурса по критериям обеспечения безопасности, разработку и реализацию проектов реконструкции систем и элементов конструкций, не отвечающих современным требованиям безопасности. Возможны изменения в регламенте эксплуатации и ужесточение требований по контролю технического состояния компонентов АЭС в период, соответствующий продлению срока службы.

По опыту зарубежных компаний наиболее продолжительной фазой подготовки решения о продлении срока службы является системный анализ оборудования АЭС, который включает применительно к компонентам реакторной установки:

- определение критических компонентов или их узлов с учетом деградации служебных характеристик в процессе эксплуатации, ремонтпригодности или возможности их замены;
- сбор и анализ информации об "истории" эксплуатации;
- определение важнейших механизмов деградации характеристик конструкционных материалов и элементов оборудования;
- проведение расчетно-экспериментального обоснования безопасной эксплуатации оборудования на период предполагаемого продления срока службы в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

По результатам системного анализа уточняется перечень мероприятий, которые должны быть реализованы на АЭС для получения разрешения на эксплуатацию, разрабатывается соответствующая конструкторская и технологическая документация, проводится модификация конструкций, регламентов эксплуатации и технического обслуживания, внедряются дополнительные системы слежения и оценки технического состояния оборудования. Таким образом, именно системный анализ с привлечением современных средств оценки безопасности эксплуатации является важнейшим звеном при подготовке решения о продлении срока службы и поэтому требует более детального рассмотрения.

Сбор и анализ информации о результатах эксплуатации оборудования АЭС подразумевает прежде всего создание баз данных об отказах в работе, выявленных и устраненных дефектах, реальной нагруженности оборудования в процессе работы и испытаний. В настоящее время имеются автоматизированные базы данных об отказах и дефектах компонентов АЭС: федеральные - в информационном центре ВНИИАЭС и Госатомнадзора России, локальные - в институтах главных конструкторов реакторных установок и на АЭС. В связи с тем, что создание таких баз данных и требования к ним не были оговорены нормативно-техническими документами, они носят фрагментарный характер, а широкое их использование затруднено по причинам особенностей программно-математического обеспечения.

Отвечающие современным требованиям базы данных, необходимые для оценки безопасности реакторных установок и анализа целостности их компонентов, разрабатываются в Международном центре по ядерной безопасности Минатома России, созданном в 1996 г. Эти базы данных строятся на программном языке ORACLE, имеют многоуровневую структуру и защиту от несанкционированного доступа. Через систему связи INTERNET они могут подключаться к локальным базам данных других предприятий, в том числе и зарубежным, и осуществлять санкционированный обмен данными.

Для действующих энергоблоков информация по режимам эксплуатации и испытаниям реакторных установок содержится в оперативных журналах и может быть введена в соответствующие базы данных. Однако реальная нагруженность компонентов усилиями компенсации температурных и пространственных перемещений оборудования, трубопроводов и опорных конструкций изменяется в процессе длительной эксплуатации за счет изменения жесткостных характеристик опор и условий теплоотвода, старения строительных конструкций, выполненных ремонтов и замен компонентов и др. Учитывая, что достоверность исходных данных для расчета напряженного состояния компонента является одним из основных факторов представительности прогноза сохранения его целостности на период продления срока службы, следует констатировать, что получение данных о реальной нагруженности элементов реакторных установок является приоритетной задачей.

Применение современных технологий освидетельствования технического состояния элементов конструкций и восстановления механических характеристик материалов путем термической обработки, своевременная модернизация конструкций с целью изменения напряженного состояния, ремонт или замена критических элементов позволяют говорить не о продлении срока службы действующих объектов атомной техники, а об управлении сроком безопасной эксплуатации, в том числе в условиях ужесточения требований надзорных органов и международных организаций.

Дополнительные возможности для подтверждения безопасной эксплуатации АЭС представляет широко применяемая за рубежом концепция "течь перед разрушением", согласно которой полному (гильотинному с двухсторонним истечением теплоносителя) разрушению трубопровода предшествует образование малой течи. Система диагностики должна выявлять такую течь, чтобы остановить реактор задолго до того момента, когда размер утечки теплоносителя приведет к превышению допустимых норм радиационной безопасности, а тем более до подрастания трещины до критического размера.

Применительно к российским АЭС, проектная безопасность которых обеспечивалась по критериям 70-х годов исходя из предположения гильотинного разрушения трубопровода диаметром 300 мм для реакторов типа РБМК и диаметром 500 мм для ВВЭР, подтверждение соответствия трубопроводов реакторных установок указанных типов концепции "течь перед разрушением" означает обеспечение выполнения современных критериев безопасной эксплуатации даже при отсутствии защитной оболочки.

Остальные системы АЭС, важные для безопасности (электротехническое оборудование и кабели, системы управления и контроля, оборудование для перегрузки и хранения топлива и др.), являются либо ремонтпригодными, либо заменяемыми. Проектный срок службы строительных конструкций в зависимости от их назначения 50-100 лет. Таким образом, оказывается, что обеспечение срока безопасной эксплуатации АЭС в течение 50 и более лет является не только экономически целесообразным, но и технически осуществимым.

19.5. Выводы

■ При выборе активов с различными объёмами капиталовложений и сроками их освоения сравнение различных вариантов следует проводить с использованием отношения капитализированной стоимости выбираемого актива к капитализированной стоимости собственных или заемных средств (эффективность преобразования

актива). Лучшим вариантом являются капиталовложения с максимальной эффективностью преобразования актива.

■ В общем случае капитализированная стоимость какого-либо актива, дающего непрерывный ежегодный чистый доход $D_{акт}^{(год)}$, который остаётся после всех отчислений в амортизационные фонды, определяется следующим отношением:

$$D_{акт} = D_{акт}^{(год)} / r_{дох}^{(альтер)},$$

где $r_{дох}^{(альтер)}$ - годовая норма доходности альтернативного актива, или норма дисконтирования.

■ В условиях совершенного рынка, когда нет ограничений на межотраслевые потоки капиталов и когда перспективы его развития являются вполне определенными, годовая норма доходности альтернативного актива, или норма дисконтирования, равна реальной рыночной ставке процента.

■ Чем выше цена электроэнергии, тем выше цена газа, при которой АЭС конкурентоспособны с газовыми ТЭС.

■ Сравнение эффективности капиталовложений в АЭС и ТЭС, меньших единицы, отражают фактически квазирыночную ситуацию, когда из рыночно невыгодных вариантов выбирается наименее невыгодный. На самом деле, в такой ситуации необходимо рассматривать более общий случай, когда норма дисконтирования равна норме доходности альтернативного актива.

■ Условие большей эффективности преобразования актива одновременно является условием большего удельного темпа роста установленной мощности АЭС за счёт собственных средств.

■ Цены на газ и электроэнергию, начиная с которых АЭС с топливом по мировым (числитель) и внутренним российским (знаменатель) ценам конкурентоспособны с газовыми ТЭС, существенно зависят от доли заемных средств (x) в капиталовложении:

(базовый вариант)

x	$P_{эл}$, долл./кВт·ч	$P_{газ}$, долл./тыс.м ³
0	0,01/0,007	18/6
0,25	0,018/0,015	33/21
0,3(3)	0,020/0,017	37/26
0,5	0,025/0,022	47/36
1	0,04/0,037	77/65

■ Разработанные в последнее десятилетие технологии восстановления служебных характеристик материалов, ремонта и замены элементов реакторных установок, современные методы и средства неразрушающего контроля металла оборудования и трубопроводов АЭС с визуализацией дефектов, уже реализованные и намеченные мероприятия по повышению безопасности реакторных установок всех типов позволяют утверждать, что продление сроков службы отечественных АЭС технически возможно и экономически целесообразно.

ГЛАВА 20

■■■ Новая энергетическая политика

20.1. Основные принципы

Вышеприведенный анализ указывает на необходимость разработки новой энергетической политики России, основывающейся на следующих основных принципах энергетической безопасности:

1. Принцип независимости от исчерпаемого ресурса: энергетика не должна чрезмерно зависеть от какого-либо одного исчерпаемого топливного ресурса, т.е. доля газа в топливно-энергетическом балансе должна снижаться за счет ядерного топлива и угля.

2. Принцип постепенного роста доли возобновляемых источников энергии в топливно-энергетическом балансе страны: энергетика должна постепенно освобождаться от естественной неопределенности, связанной с разведкой и добычей ископаемого топливного сырья, т.е. ископаемое топливо необходимо по мере возможности замещать на неисчерпаемые источники энергии и в первую очередь на такой антропогенно-возобновляемый источник, как ядерное топливо быстрых реакторов.

3. Принцип экологической приемлемости энергетики: развитие ТЭК не должно сопровождаться увеличением его воздействия на окружающую среду, в частности, рост электрогенерирующих мощностей должен обеспечиваться в основном ядерными энергоблоками и возобновляемыми источниками энергии.

4. Принцип экономии органического сырья: использование органического топлива в электроэнергетике не должно приводить к истощению запасов органического сырья для химической промышленности и транспорта, т.е. необходим постепенный переход к крупномасштабной ядерной энергетике с замещением ТЭС на АЭС с естественной безопасностью.

5. Принцип систематического уменьшения доли сырья в экспорте топливных ресурсов: экспорт топливных ресурсов не должен сводиться к перекачиванию относительно дешевого ископаемого сырья за рубеж, т.е. необходимо постоянно увеличивать в экспорте долю продуктов, получаемых из топливного сырья, в том числе таких высокотехнологичных продуктов, как моторное и ядерное топливо, электроэнергия.

6. Принцип самофинансирования простого воспроизводства: модернизация и обновление энергетического оборудования должны проводиться за счет собственных средств энергетики, т.е. ценовая и налоговая политика государства в энергетике должна обеспечивать условия для самофинансирования простого воспроизводства всех отраслей ТЭК.

7. Принцип экспортного финансирования замещения газа: часть увеличения экспортной выручки от продажи газа за счет замещения его внутреннего потребления другим топливом должна идти на развитие энерготехнологии, основанной на этом топливе, т.е. рост ядерной энергетики и угольных ТЭС, замещающих газовые ТЭС, должен частично финансироваться за счет экспорта газа.

8. Принцип государственного регулирования рыночного реформирования энергетики: рыночное реформирование в энергетике должно сопровождаться действенным государственным регулированием, т.е. возврат к директивным методам управления энергетикой недопустим, но необходимо государственное регулирование рыночных

взаимоотношений в целях ускорения формирования эффективного энергетического рынка.

9. Принцип соответствия законодательной базы России ее стратегическим интересам: законы и другие нормативные акты не должны препятствовать выходу национальных предприятий ТЭК на мировые рынки высокотехнологичных и наукоемких товаров и услуг, в частности, необходимо снять законодательные ограничения на высокодоходные экспортные услуги по переработке и хранению облученного ядерного топлива.

20.2. Оптимальный вариант роста ядерной энергетики

Если ориентироваться на новую энергетическую политику, то возможен следующий оптимальный вариант роста ядерной энергетики до 2020 г.

Оптимальный вариант роста ядерной энергетики

КИУМ

Продление назначенного срока службы действующих энергоблоков АЭС

Вывод до 2020 г. из эксплуатации 5,76 ГВт энергоблоков АЭС

до 80-85 %

до 40-50 лет, что позволит выработать дополнительно более 2500 млрд кВт·ч электроэнергии

Билибинская АЭС - бл. 1-4

Кольская АЭС - бл. 1, 2

Курская АЭС - бл. 1, 2

Ленинградская АЭС - бл. 1, 2

Нововоронежская АЭС - бл. 3, 4

Доведение мощностей АЭС, ГВт:

в 2005 г.

в 2010 г.

в 2020 г. (с учетом АТЭЦ)

до 26,2 с энергovyработкой ~174 млрд кВт·ч

до 32,0 с энергovyработкой ~224 млрд кВт·ч

до 52,6 с энергovyработкой ~360 млрд кВт·ч и 7,8 млн Гкал/год

В том числе:

до 2010 г.:

рост установленной мощности АЭС

достройка 5 ГВт энергоблоков АЭС

на 10,8 ГВт

Ростовская АЭС - бл. 1, 2

Курская АЭС - бл. 5

Калининская АЭС - бл. 3

Балаковская АЭС - бл. 5

новое строительство 5,8 ГВт энергоблоков АЭС

Калининская АЭС - бл. 4

Курская АЭС - бл. 6

Балаковская АЭС - бл. 6

Нововоронежская АЭС - бл. 6

Башкирская АЭС - бл. 1

Белоярская АЭС - бл. 4

до 2020 г.:

рост установленной мощности АЭС

ввод для замещения 6,0 ГВт энергоблоков АЭС

на 26,2 ГВт

Ленинградская АЭС-2 - бл. 1, 2

Курская АЭС-2 - бл. 1, 2

Нововоронежская АЭС - бл. 7

Кольская АЭС-2 - бл. 1

новое строительство 20,2 ГВт энергоблоков АЭС и АТЭЦ

Южно-Уральская АЭС - бл. 1, 2

Башкирская АЭС - бл. 2-4

Смоленская АЭС - бл. 4

Смоленская АЭС-2 - бл. 1, 2

Ленинградская АЭС-2 - бл. 3, 4

Архангельская АТЭЦ - бл. 1, 2

Северо-Кавказская АЭС - бл. 1-4

Дальневосточная АЭС - бл. 1, 2

Приморская АЭС - бл. 1, 2

Хабаровская АТЭЦ - бл. 1, 2

Основные задачи ядерной энергетики до 2020 г. - модернизация и продление назначенного срока службы ядерных энергоблоков до 40-50 лет, воспроизводство выбывающих и строительство новых АЭС с целью интенсивного замещения сжигания газа и мазута в электроэнергетике, увеличение доли ядерной энергетики в производстве электроэнергии в России до 25% общей выработки.

В качестве дополнительных аргументов за такой вариант развития ядерной энергетики можно привести следующие факты:

- резервы урана и промышленной инфраструктуры ядерной энергетики достаточны для 4-кратного увеличения существующих мощностей АЭС;
- тенденция к сокращению (до 10 млрд м³/год к 2020 г.) использования природного газа в теплоэнергетике, которого в европейской части России сжигается более 30 млрд м³ ежегодно;
- цена ядерного топлива на внутреннем рынке ниже мировой в ~3 раза, а газа - в ~6 раз; если исходить из самофинансирования только топливных отраслей, оставляя цены остальных издержек на прежнем уровне, то при переходе на мировые цены на топливо цена электроэнергии АЭС возрастет в ~1,5 раза, а газовой ТЭС - в ~4 раза с соответствующим увеличением топливных составляющих с ~20 % до ~40 % и с ~60 % до ~90 %;
- к 2010 г. в европейской части России 12 ГВт КЭС исчерпают свой физический ресурс и могут быть замещены АЭС;
- имеются строительные заделья для АЭС суммарной мощностью 10 ГВт, достройка которых потребует удельных капитальных вложений ~670 долл./кВт;
- в европейской части России ТЭС на угле менее экономичны, чем АЭС с энергоблоками мощностью 1000 МВт и выше; кроме того, для новых угольных ТЭС потребуются существенные инвестиции в строительство новых угольных шахт;
- при удельных инвестициях до 1000 долл./кВт строительство АЭС выгоднее вложений в добычу газа и в КЭС с ПГУ даже без учета затрат на транспортировку газа и его хранилища и инвестиций в строительство;
- есть готовый проект АЭС с отечественным оборудованием, для реализации которого достаточно удельных вложений около 900 долл./кВт.

В пользу оптимального варианта роста ядерной энергетики говорит и то стратегически важное обстоятельство, что из "газовой ловушки" для европейской части России есть только один "ядерный выход". Предлагаемые варианты угольного ренессанса в силу большой инерционности энерготехнологических перестроек могут на деле оказаться "угольным капканом" для российской экономики. Это тем более очевидно, если учесть, что угольные ТЭС не имеют никаких преимуществ перед АЭС по капитальным затратам при наилучшей возможной для них экологичности и явно проигрывают последним по топливной составляющей. Кроме того, немаловажную роль играют экологические соображения, которые также свидетельствуют в пользу ядерной энергетики.

20.3. Требования к энергосетям

20.3.1. Параметры дальних электропередач

По существующим нормам считается возможным обеспечение надежной работы при мощности линии, не превышающей 5-10 % нагрузки системы. В противном случае выход из работы линии может привести к существенному нарушению режима работы приемной системы. Прогноз развития технологий воздушных линий не позволяет надеяться на существенное повышение их надежности. Тем не менее

имеется ряд обстоятельств, которые для линий постоянного тока решают проблему надежности. Во-первых, снижение плотности тока до $0,5 \text{ А/мм}^2$ позволяет в случае потери одной цепи (что само по себе явление достаточно редкое) передать по оставшейся линии мощность, достаточную для восстановления предаварийного режима. Во-вторых, восстановление режима происходит в пределах единиц периодов, что при инерционности агрегатов энергосистемы не предъявляет чрезвычайных требований к системам регулирования противоаварийной автоматики.

Для ядерной энергетики наиболее привлекательными являются электропередачи постоянного тока, гарантирующие заданный режим работы атомных станций вне зависимости от условий работы приемной системы. С другой стороны, техника постоянного тока может обеспечить независимое ведение режимов каждого блока АЭС вплоть до несинхронной работы. К настоящему времени освоена электропередача постоянного $\sim 750 \text{ кВ}$ и переменного 1150 кВ тока. При этом нет ни физических, ни технических ограничений для создания линий электропередач напряжением $\pm 1500 \text{ кВ}$.

20.3.2. Сверхпроводящие кабели для энергетики

В существующих линиях электропередач и системе распределения теряется (в основном на джоулево тепло) и не доходит до потребителя до 10 % электроэнергии. Это обстоятельство усугубляет всю совокупность проблем, связанных с загрязнением атмосферы продуктами сгорания топлива, с разогревом планеты и другими негативными последствиями (электромагнитное загрязнение, блуждающие токи и т.п.) Подобные претензии по низкой экономической и экологической приемлемости могут быть предъявлены и остальному электротехническому оборудованию.

Наступило время, когда модернизация существующего оборудования для производства и передачи электроэнергии становится недостаточной для решения нарастающих проблем и возникает необходимость использования принципиально нового оборудования на основе явления сверхпроводимости.

Как известно, прикладная сверхпроводимость больших токов на начальном этапе своей почти 40-летней истории была низкотемпературной (НТСП) или сверхпроводимостью гелиевого уровня температур. Основными техническими сверхпроводящими материалами были деформируемый сплав Nb-Ti ($T_k \approx 10,5 \text{ К}$) и интерметаллическое соединение Nb₃Sn ($T_k \approx 18 \text{ К}$), которые при рабочей температуре $4,2 \text{ К}$ (температура кипения жидкого гелия при нормальном давлении) обеспечивают практически бездиссипативную генерацию постоянных магнитных полей с индукцией соответственно до 10 и 20 Тл. При этом плотность тока в обмотке сверхпроводящего магнита, как правило, на порядок превосходит плотность тока в обмотках традиционных электротехнических устройств. Естественно, что эти преимущества сверхпроводящих материалов перед обычными проводниками (медь, алюминий) были использованы при создании образцов различного электротехнического оборудования. Например, в нашей стране разработаны и испытаны представительные модели и опытно-промышленные образцы ряда сверхпроводниковых генераторов мощностью до 20 МВ·А и изготовлен турбогенератор мощностью 300 МВт. Кроме того, созданы коллекторные и униполярные двигатели мощностью до 10 МВт, системы электродвижения для морского транспорта, трансформаторы, токоограничители, жесткие и гибкие линии электропередачи, индуктивные накопители электроэнергии и многие другие общепромышленные и специальные устройства.

Успешно преодолев многочисленные технические трудности и продемонстрировав безусловные преимущества сверхпроводникового оборудования по КПД и массогабаритным показателям, НТСП-технология встала перед экономической проблемой. Из-за сложности криогенной техники гелиевого уровня температур и высокой стоимости самого криоагента (жидкого гелия) замена обычного электротехнического оборудования на сверхпроводниковое оказалась экономически выгодной лишь при больших единичных мощностях. Только там, где без использования сверхпроводниковой технологии задачу решить было невозможно (например крупные ускорители, термоядерные установки с магнитным удержанием плазмы и т.д.) или где использование сверхпроводимости дает оборудованию принципиально новое качество (например, магниторезонансные томографы, индуктивные накопители энергии и магнитные сепараторы), НТСП-технология успешно реализует свои уникальные преимущества.

Положение с возможностью использования явления сверхпроводимости для создания общепромышленного электротехнического оборудования радикально изменилось после открытия высокотемпературных сверхпроводников (ВТСП) с критическими температурами перехода в сверхпроводящее состояние, заметно превышающими 77,3 К, т.е. температуру кипения жидкого азота при нормальном давлении.

После того как к середине 90-х годов были преодолены многочисленные технологические трудности и создано первое поколение обмоточных материалов на основе ВТСП-соединений, стали возможными повышение рабочей температуры СП-устройств до 77,3 К и использование вместо жидкого гелия нового хладагента – жидкого азота, что ведет к значительному упрощению системы криостатирования. Кроме того, работая при температуре жидкого азота или вблизи нее, СП-устройства по фундаментальным причинам становятся более устойчивыми к внешним возмущениям, а система криостатирования – более надежной в эксплуатации.

Важными положительными факторами для создания электротехнического оборудования с ВТСП-элементами являются высокие диэлектрические свойства жидкого азота, сравнимые с электрической прочностью трансформаторного масла, практическое отсутствие старения высоковольтной изоляции при криогенных температурах и возможность почти полного устранения температурных градиентов в электротехническом устройстве и термомеханических напряжений в системе проводник-изоляция (в противоположность устройствам с медными обмотками, где температурные градиенты достигают 80-100 К).

Все это позволяет существенно снизить капитальную и эксплуатационную стоимость электротехнического ВТСП-оборудования, повысить его эффективность и надежность до уровня, отвечающего требованиям электротехнического оборудования электроэнергетических систем XXI века.

Совокупность новых возможностей, открываемых современным состоянием сверхпроводниковых технологий, позволяет по-иному подойти к проблеме электротехнического облика как самой АЭС, так и систем транспортировки и распределения электроэнергии. Использование сверхпроводниковых технологий в ядерной энергетике – один из серьезных резервов увеличения ее эффективности и надежности, повышения ее экономической и экологической приемлемости для общества.

Сверхпроводящие линии электропередач (СЛЭП) на основе НТСП-технологии создавались и испытывались еще в 70-80-е годы в СССР, США и некоторых других

странах, но из-за высоких эксплуатационных расходов и капитальных затрат безусловная выгодность использования СЛЭП по сравнению с кабелем традиционного типа начиналась с передаваемых мощностей более 5 ГВ·А. Сопоставление низкотемпературной СЛЭП с высоковольтными воздушными ЛЭП было не в пользу первых, поскольку только по капитальным затратам они проигрывали в несколько раз.

Появление ВТСП-материалов изменило положение с конкурентоспособностью СЛЭП, использующих сверхпроводниковую технологию. Даже технические ВТСП-материалы первого поколения, которые будут использоваться в ближайшие 5-10 лет, при соответствующей доработке позволяют иметь плотности тока порядка 10^2 А/мм² и больше при температуре жидкого азота и при рабочих индукциях магнитного поля 0,2 Тл для линий переменного тока и 0,2-0,4 Тл для линий постоянного тока. Это означает, что ВТСП-кабельная ЛЭП может успешно конкурировать во многих случаях с традиционными кабелями при передаваемых мощностях 100 МВ·А и более и имеет дополнительные преимущества, обусловленные пожаробезопасностью и экологической безупречностью ВТСП-кабеля азотного уровня температур.

В Европе при поддержке Европейского союза активно ведутся работы по созданию и испытанию представительных моделей ВТСП-кабеля такими энергетическими фирмами, как *Alcatel*, *Siemens*, *Pirelli* и *ABB*. В Японии при поддержке Токийской энергетической компании подобные работы проводят фирмы *Furukawa Electric Co*, *Sumitomo Electric Indust. Ltd.* и др. Наиболее широко работы по созданию ВТСП-ЛЭП развернуты в США, где они координируются и финансово поддерживаются Министерством энергетики и Исследовательским энергетическим институтом (*EPRI*). Наряду с коммерческими фирмами (*Pirelli Cable Co*, *ASC*, *IGC* и др.) в работах участвуют национальные лаборатории, такие, как Аргоннская, Лос-Аламосская, ОкРиджская и др. Ожидается, что коммерческие предложения по ВТСП-кабелю предположительно на мощность 0,4 ГВ·А и рабочее напряжение 115 кВ будут представлены фирмой *Pirelli Cable Co* после 2001 г. Над общими вопросами развития энергосетей с использованием сверхпроводимости и других нетрадиционных подходов работает *EPRI*.

К итогам проведенной к настоящему времени работы по созданию и испытанию моделей ВТСП-кабелей и расчетно-теоретическому обоснованию перспективных промышленных СЛЭП представляется возможным отнести следующее:

- Относительно короткие ВТСП-кабельные ЛЭП с длинами от десятка метров до десятка километров имеют преимущества перед традиционными кабельными линиями для сильноточных токопроводов на электростанциях мощностью ГВ·А и более для глубоких вводов в районы большого потребления энергии (крупные города, электролизные производства и другие объекты), для замены вышедших из строя или отслуживших свой срок традиционных кабельных линий при наличии габаритных ограничений и необходимости увеличения пропускной способности, при повышенных требованиях к кабельной линии с точки зрения пожаробезопасности и экологической чистоты, включая практически полное подавление электромагнитного излучения.
- При передаваемых мощностях более 0,25 ГВ·А сверхпроводниковые кабельные линии начинают превосходить обычные по совокупности экономических и экологических показателей и предпочтительны для связи между энергосистемами в качестве перемычек воздушных ЛЭП при прохождении водных преград длиной от десятков до сотен километров, для экспортных ЛЭП в страны, не допускающие по экологическим и другим причинам использование воздушных ЛЭП.

По-видимому, наиболее важным с точки зрения проблем развития ядерной энергетики и рационального размещения АЭС является новое качество, открываемое использованием ВТСП-кабельных ЛЭП на постоянном токе. Они дают возможность передавать большие потоки энергии в 10 ГВт и более на расстояние в тысячи километров эффективнее, в первую очередь с точки зрения экономики и экологии, чем воздушные ЛЭП сверхвысокого напряжения. Вот как на сегодня, по оценкам АО ВНИИ КП, выглядит структура цены 1 км ВТСП-кабеля:

Год	Стоимость, млн долл.		
	Токоведущая часть	Криостатирующая часть	Кабель в целом
1999	3,5 (95% ВТСП)	0,2	3,7
2005	0,3 (80% ВТСП)	0,15	0,45

Для сопоставительного анализа может быть взята стоимость 1 км ЛЭП постоянного тока на мощность 6 ГВт и напряжение ± 750 кВ, которая составляет ~800 тыс. долл. США (оценка ГНЦ РФ-ФЭИ), что превосходит стоимость 1 км ВТСП-кабельной линии (по оценкам АО "ВНИИ КП") на такую же передаваемую мощность.

При этом необходимо учитывать, что потери при передаче энергии в ВТСП-кабеле постоянного тока меньше потерь воздушной ЛЭП, которые даже при напряжениях 750 кВ и мощности 5 ГВ.А для ЛЭП длиной 4000 км составляют более 10%. Рассматриваемый ВТСП-кабель может передавать значительно большие мощности и при более низких напряжениях, поскольку потери в нем практически не зависят от напряжения и передаваемой мощности и составляют 10-20 кВт/км, что определяется мощностью, необходимой для *компенсации теплопритока в зону азотных температур*.

Таким образом, после проведения работ по совершенствованию как самого ВТСП-материала на основе соединения $\text{Bi}_2\text{Sr}_2\text{Ca}_2\text{Cu}_3\text{O}_{10}$, так и технологии его изготовления, а также после отработки детальных конструкций ВТСП-кабелей промышленных параметров, на что потребуется 3-5 лет, можно приступить к сооружению первых ВТСП-ЛЭП как малых, так и больших протяженностей и передаваемых мощностей.

Совокупность новых возможностей, открываемых развивающейся сверхпроводниковой технологией, позволяет не только по иному подойти к проблеме транспортировки и распределения электроэнергии, но и в целом изменить весь электротехнический облик электростанции, существенно повысив ее экономическую и экологическую приемлемость для общества.

20.4. Выводы

Необходима разработка новой энергетической политики России, в которой ядерная энергетика должна играть ведущую роль.

Основные задачи ядерной энергетики до 2020 г. - модернизация и продление назначенного срока службы ядерных энергоблоков до 40-50 лет, воспроизводство выбывающих и строительство новых АЭС с целью интенсивного замещения сжигания газа и мазута в электроэнергетике, увеличение доли ядерной энергетики в производстве электроэнергии в России до 25 % от общей выработки.

Из "газовой ловушки", в которую попала электроэнергетика, для европейской части России есть только один "ядерный выход". Предлагаемые варианты угольного ренессанса, в силу большой инерционности энерготехнологических перестроек,

могут на деле оказаться "угольным капканом" для российской экономики. Это тем более очевидно, если учесть, что угольные ТЭС не имеют никаких преимуществ перед АЭС по капитальным затратам при наилучшей возможной для них экологичности и явно проигрывают последним по топливной составляющей. Кроме того, немаловажную роль играют экологические соображения, которые также свидетельствуют в пользу ядерной энергетики.

■ Малая стоимость электрического транспорта энергии является экономической основой экспорта энергии из России в страны Европы и Азии.

■ Модернизация существующего оборудования для производства и передачи электроэнергии становится недостаточной для решения нарастающих проблем. Назревает необходимость использования принципиально нового оборудования на основе явления сверхпроводимости.

■ После проведения работ по совершенствованию как самого ВТСП-материала на основе соединения $\text{Bi}_2\text{Sr}_2\text{Ca}_2\text{Cu}_3\text{O}_{10}$, так и технологии его изготовления, а также после отработки детальных конструкций ВТСП-кабелей промышленных параметров, на что потребуется 3-5 лет, можно приступать к сооружению первых ВТСП-ЛЭП как малых, так и больших протяженностей и передаваемых мощностей.

ГЛАВА 21

■■■ Этапы стратегии развития атомной энергетики России в первой половине XXI века

В крупномасштабной ядерной энергетике будущего могут найти свое место различные типы реакторов на тепловых нейтронах при доминирующей роли быстрых реакторов.

До 2010 г.

1. Рост установленной мощности ядерной энергетики до 30-32 ГВт и поддержание ее в безопасном состоянии:

- безопасная и эффективная эксплуатация действующих энергоблоков, в том числе повышение КИУМ до ~75-80 %;
- снижение эксплуатационной составляющей стоимости электроэнергии;
- продление срока эксплуатации энергоблоков, выработавших проектный ресурс;
- завершение строительства и ввод в действие энергоблоков высокой готовности;
- доведение проектов энергоблоков третьего поколения до коммерческой реализации;
- сооружение референтных блоков третьего поколения;
- завершение реконструкции завода РТ-1, расширение ХОЯТ на заводе РТ-2, реализация первой очереди сухого хранения облученного ЯТ РБМК на АЭС и Горно-химическом комбинате;
- разработка комплекса по утилизации и захоронению РАО.

2. Разработка программы реструктуризации и развития промышленной базы ЯЭ.

3. Увеличение экспортного потенциала ЯЭ:

- экспорт электроэнергии;
- экспорт АЭС с реакторами третьего поколения;
- экспорт ядерного топлива;
- экспорт услуг по хранению и переработке ЯТ.

4. Начальная стадия утилизации оружейного плутония в российских реакторах при финансировании заинтересованными странами и экспорт МОХ-топлива.

5. Сооружение АЭС с реакторами БН-800, переход на нитридное топливо и $K_{\text{ВА}} \approx 1$.

6. Развертывание НИР и ОКР по технологии замкнутого ядерного топливного цикла для крупномасштабной атомной энергетики: малоотходная переработка ЯТ, технологическая поддержка режима нераспространения, радиационно-эквивалентное захоронение РАО.

7. Разработка и сооружение демонстрационного блока АЭС с естественной безопасностью (быстрый реактор и опытные производства его топливного цикла).

8. Разработка малых ЯЭУ повышенной безопасности для периферийных районов и инфраструктуры их обслуживания.

9. Участие в международном проекте по разработке и сооружению АС с модульным гелиевым реактором с газовой турбиной (ГТ-МГР).

10. Участие в программе ИТЭР.

До 2030 г.

1. Вывод из эксплуатации и утилизация энергоблоков первого и второго поколений и замещение их установками третьего поколения.

2. Формирование технологической базы для перехода к крупномасштабной ядерной энергетике:

- развитие радиохимического производства по переработке топлива;
- опытная эксплуатация демонстрационного блока АЭС с быстрым реактором и опытными производствами топливного цикла с естественной безопасностью;
- разработка и сооружение головного промышленного образца быстрого реактора с естественной безопасностью и его опытная эксплуатация;
- разработка и сооружение при головном блоке АЭС цехов по замыканию ядерного топливного цикла с радиационно-эквивалентным захоронением РАО и с технологической поддержкой режима нераспространения;
- разработка теплового реактора с торий-урановым циклом с естественной безопасностью: жидкосолевого реактора с $K_{\text{В}} \approx 1$;
- опытная эксплуатация прототипного блока ГТ-МГР и производство топлива для него (в рамках международного проекта);
- сооружение объектов малой энергетики, включая стационарные и плавучие энергетические и опреснительные станции.

До 2050 г.

1. Создание инфраструктуры крупномасштабной ядерной энергетики, ориентированной на покрытие возрастающих потребностей в производстве и экспорте электроэнергии.

2. Сооружение демонстрационного блока АЭС с тепловым реактором с торий-урановым циклом и его опытная эксплуатация.

ЗАКЛУЧЕНИЕ

Любая жизнеспособная стратегия развития должна основываться как на резервах уже существующего, так и на ростках нового. Без первого она превращается в пустые фантазии, без второго - в список текущих дел, которому совсем не обязательно именоваться стратегией. Нашей ядерной энергетике повезло - у нее есть обе составляющие.

Ядерная энергетика является важной неотъемлемой частью российской энергетики. Достаточно отметить, что действующие мощности АЭС являются системообразующими в европейской части России с долей поставки электроэнергии на федеральный оптовый рынок энергии и мощности (ФОРЭМ) - 41 %. Поэтому все проблемы российской энергетики – это проблемы и атомной энергетики.

Особенности современного состояния российской энергетики можно охарактеризовать двумя взаимосвязанными положениями:

- время дешевых энергоресурсов в стране закончилось,
- "газовая пауза" в электроэнергетике завершилась.

Эти особенности усугубляются тем, что сегодня энергетика России находится в инвестиционном и структурном кризисе.

Если учесть, что платежеспособный внутренний спрос на газ при ценах, обеспечивающих самофинансирование газовой отрасли, в прогнозируемый период практически не достижим, то очевидно, что для оздоровления российской экономики, которую идеология "газовой паузы" завела в "газовую ловушку", необходима интенсивная дегазификация электроэнергетики на основе ядерной энергетики, самофинансирование которой вполне достижимо даже при сегодняшней низкой покупательной способности внутреннего рынка. Этот вывод следует из анализа внутренних резервов ядерной энергетики:

- увеличение КИУМ;
- продление срока службы;
- сооружение новых энергоблоков.

Можно привести дополнительные аргументы в пользу интенсивного развития ядерной энергетики:

- в европейской части России ТЭС на угле уже сейчас менее экономичны, чем АЭС. При сопоставимых удельных капитальных затратах на энергоблоки АЭС и ТЭС на угле для реализации последних требуются более существенные затраты на строительство шахт и транспорт угля по железной дороге, чем затраты на хранение и переработку облученного ядерного топлива АЭС;

- в европейской части России при удельных капиталовложениях 950 долл./кВт и ниже строительство АЭС выгоднее, чем строительство ТЭС с ПГУ с учетом дополнительных инвестиций в добычу, транспорт и подземные хранилища газа;

- в тепловой энергетике отсутствуют современные проекты как парогазовых, так и угольных энергоблоков с использованием отечественных технологий. Потребуется 5-7 лет для создания новых технологий и разветвления промышленности, либо необходимо привлечение зарубежных поставщиков оборудования со всеми отрицательными последствиями для экономики страны;

- создана промышленность атомного энергомашиностроения для изготовления оборудования серийных энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР-640, ВВЭР-1000 и БН-800: "Атоммаш", Ижорский машиностроительный завод, Ленинградский

металлический завод, ЗИО (г. Подольск), “Электросила”, Новгородский завод “Сплав” и др.; возможна кооперация со странами СНГ;

- в строительном комплексе ядерной энергетики имеется резерв квалифицированной рабочей силы, накоплен уникальный опыт поточного строительства энергоблоков АЭС;

- увеличение мощности АЭС к 2020 г. до 50 ГВт эквивалентно 112 млрд м³ газа в год, которые вместо того, чтобы жечь за бесценок, можно успешно экспортировать (при современных ценах на газ > 80 долл./1000 м³).

Помимо технико-экономических аргументов, следует иметь в виду, что развитие ядерной энергетики позволяет перенести центр тяжести в энергетическом производстве с традиционных топливобывающих отраслей и транспорта топлива на современные наукоемкие ядерные и сопутствующие технологии, а в экспорте – с топливного сырья на продукцию высоких технологий. Нам не должно быть безразлично, чем будут заниматься наши дети и внуки – добычей угля и его погрузкой-разгрузкой или высококвалифицированной работой.

Программа предлагаемого роста ядерной энергетики может быть профинансирована:

- за счет увеличения тарифа (на ближайшие 5 лет) до 1 цент/(кВт·ч) (на начало 2001 г. тариф для АЭС составляет 0,86 цент/(кВт·ч));
- создания целевого инвестиционного фонда развития электроэнергетики;
- части средств от услуг для зарубежных АЭС по обращению с облученным ядерным топливом (инвестиции с последующим возвратом).

Однако имеющиеся запасы дешевого природного урана не могут обеспечить устойчивое долговременное развитие ядерной энергетики на тепловых реакторах. В России существующий резерв такой энергетики ~3000 ГВт·лет. Аналогичный вывод можно сделать и для мира в целом: крупномасштабная ядерная энергетика на тепловых реакторах невозможна.

Ситуация радикально меняется при развитии ядерной энергетики на быстрых реакторах. Здесь практически исчезает зависимость от ресурсов топливного сырья и такая мировая ядерная энергетика могла бы взять на себя практически весь прирост производства электроэнергии. Более того, ядерная энергетика на основе быстрых реакторов обладает наибольшим потенциалом устойчивой крупномасштабной энерготехнологии не только по ресурсным, но и другим соображениям.

Все проблемы современной ядерной энергетики так или иначе связаны или с ее оружейной родословной, или с тяжелыми авариями, или с радиоактивными отходами. Будущее атомной энергетики зависит от решения трех кардинальных проблем:

- первая – избавиться от родовых оружейных меток или создать практически неразрешимую проблему нелегального переключения материалов ядерного топливного цикла на военные или террористические цели;
- вторая – создать ядерную энергетику без тяжелых аварий со значимыми радиационными последствиями для населения;
- третья – сделать РАО достаточно “чистыми” для захоронения в геологических формациях без нарушения радиационного баланса Земли.

Возможно ли комплексное решение этих проблем? Исследования, проведенные в России за последнее десятилетие, позволяют дать положительный ответ на этот вопрос.

Исключение тяжелых аварий со значимыми радиационными последствиями для населения означает переход от концепции “защита от опасных энергоблоков” к концепции “отказа от опасных технических решений”, т.е. разработку ядерного реактора с убедительно прогнозируемым (детерминистским) исключением тяжелых

аварий, таких, как разгон на мгновенных нейтронах, горение или потеря теплоносителя, паровые и водородные взрывы. Исследования в России показали, что наибольшим потенциалом детерминистского исключения тяжелых реакторных аварий обладают быстрые реакторы с плотным нитридным топливом без уранового blankets с жидкометаллическим высококипящим теплоносителем. Проектные проработки такого реактора достаточно далеко продвинуты.

Переход от политического контроля над атомной энергетикой к политически нейтральной атомной энергетике требует технологической поддержки режима нераспространения, которая должна включать:

- исключение U-blankета в быстрых реакторах с $K_{\text{eff}} \approx 1$;
- отказ от выделения чистого плутония при переработке ЯТ;
- постепенный отказ от технологий обогащения урана.

Экологически приемлемый топливный цикл требует перехода от концепции “чистое топливо – грязные отходы” к концепции “грязное топливо – чистые отходы”, что означает:

- переработку ЯТ с фракционированием топлива (уран, плутоний), актиноидов (америций, кюри), долгоживущих продуктов деления;
- трансмутацию америция и долгоживущих продуктов деления;
- хранение недолгоживущих (~200 лет) продуктов деления;
- радиационно-эквивалентное захоронение РАО.

Качественное фракционирование при переработке ЯТ и эффективная трансмутация актиноидов и долгоживущих высокоактивных отходов (ДВАО) в быстрых реакторах позволяют достичь радиационной эквивалентности уранового сырья, извлекаемого из недр, и ДВАО, образующихся в ЯТ, в течение ~400 лет, а не десятков и сотен тысяч лет, требующихся для естественного распада ДВАО до приемлемого уровня активности.

Все требования по безопасности, предъявляемые к новой ядерной энерготехнологии, объединены понятием “естественная безопасность”, которое, являясь развитием и обобщением принципа внутренне присущей безопасности, предполагает, что во всех решениях по совершенствованию ядерных реакторов и ядерного топливного цикла главным барьером безопасности должны являться законы природы, а не искусственные сооружения.

Ядерная энергетика должна быть конкурентоспособна уже в ближайшие десятилетия, а не только в неопределенном будущем, когда дешевые ресурсы органического топлива будут исчерпаны, а выбросы парниковых газов будут квотироваться или штрафовать. А это значит, что стоимость АЭС с быстрыми реакторами нового поколения должна быть не выше современных с LWR. Исследования в России показали, что существенное снижение стоимости АЭС возможно только на основе реализации принципа естественной безопасности, что позволит перейти от стереотипа “чем дороже, тем безопаснее” к норме “чем безопаснее, тем дешевле”.

Сегодня существует техническая возможность трансформации современной ядерной энергетике в крупномасштабную атомную энергетике на основе быстрых реакторов с замкнутым топливным циклом путем последовательной реализации принципа естественной безопасности. Более того, существует настоятельная потребность в этой трансформации, так как крупномасштабная ядерная энергетика, помимо всего прочего, – это и фактор геополитической устойчивости. Политика отказа от разработки быстрых реакторов нового поколения с замкнутым топливным циклом влечет за собой ряд негативных последствий:

- увеличивает риск международных конфликтов из-за исчерпываемых богатых источников органического топлива;
- консервирует экономическую отсталость развивающихся стран, перегружая их экономику добычей и транспортом органического топлива;
- провоцирует развивающиеся страны на создание национальной традиционной ядерной технологии, что чревато потерей контроля за режимом нераспространения.

Когда будет востребована крупномасштабная ядерная энергетика? С одной стороны, существуют прогнозы-предупреждения, которые, казалось бы, должны инициировать создание технологического базиса крупномасштабной ядерной энергетике уже в ближайшем будущем. Они широко известны:

- **демографический:** удвоение населения к середине века (в основном за счет развивающихся стран);
- **энергетический:** удвоение потребностей в первичной и утроение (до 6000 ГВт) в электрической энергии;
- **экологический:** загрязнение биосферы отходами производства; парниковый эффект (огневая энергетика);
- **политический:** распространение ядерного оружия (оружейный и энергетический плутоний).

С другой стороны, из двух моделей развития ядерной энергетике в XXI веке: консервация ядерной энергетике, т.е. ограниченное развитие на реакторах современных типов, и превращение современной ядерной энергетике в крупномасштабную энерготехнологию – все большую популярность приобретает модель консервации ядерной энергетике. Это тем более удивительно, что ни одна из злободневных проблем современной ядерной энергетике не может быть решена в рамках этой модели. В модели консервации все эти проблемы консервируются, что на практике может привести к их обострению. В модели же развития эти проблемы решаются на основе реализации принципа естественной безопасности. Итак, развитие ядерной энергетике – это решение проблем ядерной энергетике. Именно на пути постепенного перехода к крупномасштабной ядерной энергетике могут быть решены такие глобально злободневные проблемы:

- увеличение энергопроизводства в развивающихся странах;
- укрепление режима нераспространения;
- исключение аварий с радиационными последствиями для населения;
- экологически приемлемое обращение с РАО;
- снижение накопления в атмосфере тепличных газов.

Следует особо подчеркнуть, что развитие ядерной технологии для постепенного перехода к крупномасштабной ядерной энергетике требует широкого международного сотрудничества на государственном уровне. Необходимы совместные разработки, ориентированные на нужды как национальной, так и мировой энергетике. В настоящее время Россия готова предложить конкретные проекты. В России эти работы уже начаты и получены определенные результаты.

Итак, России нужна новая энергетическая политика, в которой ядерная энергетика будет играть ключевую роль как фактор стабильности.

К числу первоочередных задач относятся:

- безопасная эксплуатация действующих энергоблоков;
- безопасное и экономически целесообразное продление назначенного срока эксплуатации энергоблоков первого поколения;

- достройка энергоблоков высокой и средней степени готовности;
- развертывание строительства новых энергоблоков на ранее подготовленных площадках;
- формирование источников финансирования для развития ядерной энергетики;
- создание технологической базы для перспективной ядерной энергетики на быстрых реакторах естественной безопасности, не имеющих ограничений по топливным ресурсам.

В заключение следует отметить, что основные положения стратегии развития атомной энергетики России в первой половине XXI века рассмотрены и одобрены на заседании Правительства РФ 25 мая 2000 г. и включены в проект "Энергетической стратегии Российской Федерации до 2020 г."

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белая книга ядерной энергетики/Под ред. Е.О. Адамова. М.: ГУП НИКИЭТ, 1998.
2. Стратегия развития атомной энергетики России в первой половине XXI века. М.: Министерство Российской Федерации по атомной энергии. 2000.
3. Key World Energy Statistics from the IEA. 2000 Edition.
4. Топливо и энергетика России: Справочник специалиста топливно-энергетического комплекса/Под ред. А.М. Мастепанова. М., 2000.
5. World Energy Outlook. IEA/OECD, 1998; United States Geological Survey, 2000; WPT, 99; Petroleum Economist, March 1998. P. 98.
6. Никитин Б.А., Мерзоев Д.А. Освоение российского шельфа нефтегазовых месторождений/Нефть, газ и бизнес, 2000. №2.
7. World Energy Outlook. 2000 Edition. OECD/IEA, 2000.
8. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Уточненный вариант. М.: Минэнерго России, 2000.
9. Oil Information 2000. OECD/IEA, 2000. P. II-53.
10. 20-й мировой газовый конгресс, Копенгаген, 10–13 июня 1997 г.: Доклады. М., 1997. (Международный газовый союз).
11. Coal Information 2000. OECD/IEA, 2000. P. 1/125–1/129.
12. Energy Balances of OECD Countries. 2000 Edition. OECD/IEA, 2000. P. II. 35; II.47; II.137; II.221; Energy Statistics of non-OECD Countries. 2000 Edition. OECD/IEA, 2000, p.p. II.7 – II.30.
13. "Красная книга" ОЭСР и МАГАТЭ: Уран. Ресурсы, производство и потребности.
14. Energy for Tomorrow World – Acting Now. <http://www.worldenergy.org/wec-geis/etwan/open.plx/>.
15. Шаталов В.В. и др. Ядерная энергетика: тенденции в потребностях и поставках урана//Атомная техника за рубежом. 1997. № 10. С. 13–18.
16. The Economic of Nuclear Fuel Cycle. OECD, 1994.
17. Известия РАН. Сер. Энергетика. 1997. № 4.

18. Новая энергетическая политика России/Под ред. Ю.К. Шафраника. М.: Энергоатомиздат, 1995.
19. Stambaugh R.D. e.a. Development path of low aspect ratio tokamak power plants: Proc. of the 4th ISFNT//Fusion Engng&Des. 1998. Pt B, 41. P. 385.
20. Стребков Д.С. Новые экономически эффективные технологии солнечной энергетики: Бизнес и инвестиции в области возобновляемых источников энергии в России:/Тр. международного конгресса, Россия, Москва, 31 мая-4 июня 1999. Ч. III, М., 1999. С. 192.
21. Renewable Energy Policy in IEA Countries/Volume I: Overview. OECD/IEA, 1997. P. 38, 46.
22. Шпильрайн Э.Э. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии// Атомная энергия. 1997. Т. 82. Вып. 1. С. 53-60.
23. World Energy Outlook 1995. OECD/IEA, 1995. P. 63.
24. Energy Balances of OECD Countries. 2000 Edition. OECD/IEA, 2000. P. II.326-II.354.
25. Renewable Energy Policy in IEA Countries, v. I: Overview. OECD/IEA, 1997. P. 38.
26. Energy Balances of OECD Countries. 2000 Edition. OECD/IEA, 2000. P. II. 241.
27. Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года (Вторая редакция). М.: ГУ ИЭС Минэнерго России, 2000.
28. Code of Federal Regulations, Licensing Requirements for Land Disposal of Radioactive Waste//N.R.C., 1982. Titl 10, Pt 61.
29. Lyon J.F., Gulec K., Miller R.L., and L.El-Guebaly. Overview of the US. Stellarator Reactor Study: Proc. IEEE 15th Symp. on Fusion Engng: Hyannis, MA (Oct. 1993) 411.
30. Najmabadi F. e.a. The TITAN reversed field pinch fusion reactor study: IEEE 12th Symp. on Fusion Engineering. Montray, California, Jan 12-16, 1987 (UCLA-PPG-1110).
31. Okano K. e.a. Study of compact reversed shear tokamak reactor// Fusion Engng&Des. 1998. Pt B, 41. P. 511-517.
32. Andrijash A.V. e.a. Source of thermonuclear neutrons based on gas dynamic trap: Status of conceptual design and alternative applicatios: Proc. of the 4th ISFNT//Ibid. P. 485.
33. Najmabadi F. and the ARIES team. Overview of ARIES-RS tokamak fusion power plant: Proc. of the 4th ISFNT//Ibid. P. 365.
34. Salpietro E. Reactor model for SEAFP: Proc. of the 4th ISFNT//Ibid. P. 401.
35. Seki Y. e.a. The steady state tokamak reactor: Proc. of the 13th Intern. conf. on Plasma Physics. Washington, 1990/Vienna: IAEA. 1991. V. 3. P. 659.
36. Основы концепции демонстрационного термоядерного реактора ДЕМО-С. М.: РНЦ "Курчатовский институт", Институт ядерного синтеза. 2000.
37. Najmabadi F. e.a. The FESAC-SciCom Alternative Concepts Review Panel: Alternative Concepts: A Report to the Fusion Energy Sciences Advisory Committee//Fusion Energy. 1996. V. 15. P. 249.
38. Макаров А.А. Мировая энергетика и Евразийское энергетическое пространство. М.: Энергоатомиздат, 1998.
39. International Energy Agency Statement on The Energy Dimension of Climate Change. http://iea.org/new/clim/edcc_iaea.pdf
40. О санитарно-эпидемиологической обстановке в Российской Федерации в 1998 году: Государственный доклад. М.: Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 1999.
41. Винокуров Ю.И., Красноярова Б.А., Широкова С.Л. Информационные системы как инструмент управления топливно-энергетическими ресурсами//Экологические

проблемы угледобывающей отрасли в регионе при переходе к устойчивому развитию/ Тр. Международной научно-практической конференции. Т. 2. Кемерово: Кузбассвуиздат, 1999. С. 35-42.

42. О состоянии окружающей природной среды Российской Федерации в 1998 г.: Гос. докл. Государственного комитета Российской Федерации по охране окружающей среды. М.: 1999. 573 с.

43. Крышев И.И., Рязанцев Е.П. Экологическая безопасность ядерно-энергетического комплекса России. М.: ИздАт, 2000.

44. Ефимов К.Л., Кашенко О.В., Косарикова Т.А. Меры по сокращению выбросов парниковых газов: опыт, возможности и проблемы на региональном уровне// <http://www.ic.sci-nnov.ru/nice/Journal/efim.htm>

45. Шугорев В.Д., Тягненко В.А., Куцын П.В. и др. Промышленная безопасность при разработке сероводородсодержащих месторождений//Газовая промышленность. 1999. № 2. С. 62.

46. Мазур И.И., Мелконян Р.Г. Проблемы обеспечения экологической безопасности населения и окружающей среды при развитии нефтегазового комплекса//Строительство трубопроводов. 1996. № 3-4. С. 18.

47. Мелконян Р.Г. Экологические проблемы нефтегазового комплекса// Нефть, газ и бизнес. 1999. № 1-2. С. 60-64.

48. Гриценко А.И., Аكوпова Г.С. Стратегия эмиссии парниковых газов на объектах РАО "Газпром"//Региональная экология. 1998. № 2. С. 22.

49. Крылов Д.А., Путинцева В.Е. Оценка выбросов в окружающую среду загрязняющих веществ газовой, угольной и нефтедобывающей отраслями России// Горная промышленность. 1999. № 5. С. 6.

50. Шеховцов А.А., Звонов В.И., Чижов С.Г., и др. Топливо-энергетический комплекс России: экологические оценки и проблемы//Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. 1994. № 3. С. 1-28.

51. Решение регионального совещания "Проблемы экологической безопасности нефтегазового комплекса Среднего Приобья"//<http://www.ecocom.ru/Ecocontrol/Reshenie.htm>

52. О состоянии окружающей природной среды Российской Федерации в 1995 г.: Гос. докл.//Зеленый мир. Спецвыпуск. 1996. № 24-27.

53. Соколов Э.М., Ветров В.В., Захаров Е.И. и др. Совершенствование системы охраны труда на основе концепции профессионального риска. Тула: 1999. С. 108

54. Hofer G. G. NRC Regulations and Fusion Power//Raytheon Nuclear Inc. Report. May 1995.

55. United Nations. Sources and Effects of Ionizing Radiation. United Nations Scientific Committee of the Effects of Atomic Radiation, 2000: Report to the General Assembly, with scientific annexes. United Nations sales publication. E.94.IX.2. N. Y.: United Nations, 2000.

56. Состояние радиационной безопасности в Российской Федерации в 1998 г.: Радиационно-гигиенический паспорт Российской Федерации. М.: МЗ РФ, 1998.

57. Чернобыльская катастрофа/Под ред. В.Г. Барьяхтара. Киев: Наукова думка, 1995.

58. Ретроспективная дозиметрия участников ликвидации последствий на Чернобыльской АЭС/Под ред. В.П. Крючкова и А.Б. Носовского. Киев: Седа-стиль, 1996.

59. Международный чернобыльский проект: Технический доклад. Оценка радиологических последствий и защитных мер. Вена: МАГАТЭ, 1992.

60. Чернобыльская катастрофа. Итоги и проблемы её преодоления в России 1986-2001. Российский национальный доклад. М., 2001.
61. Медицинские последствия аварии на ЧАЭС: прогноз и фактические данные национального регистра. Обнинск: МРНЦ РАМН, 2000.
62. Electricity Generation Cost for Thermal and Nuclear Plants to be Comissioned in 2005. UNIPEDE, Paris, 1997.
63. Гидроэнергетика России в новых экономических условиях. М.: Гидропроект, 1994.
64. Источники, эффекты и опасность ионизирующей радиации: Доклад НКДАР ООН за 1988 г. на Генеральной Ассамблее, Т. 1. М.: Мир, 1992.
65. Экономические показатели анализа риска//Атомная энергия. 1999. Т. 87. Вып. 6. С. 486.
66. Воронин Л.М., Беркович В.М. Решение экологических вопросов при разработке новых проектов атомных электростанций с ВВЭР повышенной безопасности// Теплоэнергетика. 1991. № 2. С. 21.
67. Стекольников В.В. и др. Перспективные реакторные установки атомных станций// Энергетик. 1993. № 2. С. 8.
68. Proceedings of the International Conference on Risk Assesment of Energy Development and Modern Technology.
69. Birkhofer A., Wolfert K. Prospects for the world-wide use of nuclear power//Сб. докл. межд. семинара “Уроки Чернобыля. Технические аспекты”, 15–19 апреля 1996 г. Десногорск. М.: НИКИЭТ. 1996. Т. 1. С. 10.
70. Varley J. Sizewell B starts up //Nucl. Engng Intern. 1995. V. 40, No. 488. P. 14.
71. Kovan D. Chooz B – EDF’s first N4 plant//Ibid. 1996. V. 41. No. 500. P. 33.
72. First 1450 MWe PWR starts up//Ibid. No. 506. P. 2.
73. Frisch W. e.a. Key issues of the common French–German safety approach for future PWRs//ICONE’4. 1996. V. 2. P. 19.
74. Kuczera B., Eglin W., Weissshaupl H. Cooperative R&D work on LWR severe accident phenomena //ARS’94. 1994. P. 559.
75. Bouteille F., Seidelberger H. The European pressurized water reactor: a status report//Nucl. Engng Intern. 1997. V. 42, No. 519. P. 14.
76. Suzuki H. e.a. Safety design of avanced PWR in Japan//ARS’94, 1994. P. 674.
77. Takakuwa K. e.a. Advanced PWR in Japan//ICONE’3. 1995. P. 663.
78. Andersen T.S. Westinghouse advances in passive plant safety//ARS’94. 1994. P. 661–665.
79. Bruschi H.J. Commercializing the next generation: The AP600 advanced simplified nuclear power plant//Trans. ANS. 1994. Suppl. No. 1. V. 70. P. 253.
80. Рябев Л.Д. Проблемы и перспективы атомной энергетики в России/Сб. докл. межд. семинара “Уроки Чернобыля. Технические аспекты”, 15–19 апреля 1996 г., Десногорск. М.: НИКИЭТ, 1996. Т. 1. С. 1.
81. Adamov E.O., Orlov V.V., Smirnov V.S. e.a. Progress in Lead-Cooled Fast Reactor Design: Proc. Intern. conf. on Design and Safety of Advanced Nuclear Power Plants, Tokyo, Japan. Oct. 25–29, 1992. V. 2.
82. Митенков Ф.М. и др. Реакторная установка ВПБЭР-600 для атомных станций нового поколения//Энергетическое строительство. 1993. № 12. С. 31.
83. Pedersen T.J., Jonsson N.O. BWR 90, the advanced evolutionary BWR: some safety aspects of the design//ARS’94. 1994. P. 643.
84. Nedderman J. Kashiwazaki-Kariwa//Nucl. Engng Intern. 1996. V. 41, No. 498. P. 13–16.

85. Upton H.A. e.a. SBWR design update: passively safe, nuclear power generation for the twenty first century//ICONE'4. 1996. V. 2. P. 379.
86. Bredahl D.W., Shalaby B.A., Grant S.D. CANDU-3: The enhanced CANDU system//ARS'94. 1994, P. 870.
87. Hart R.S. The CANDU-9//Ibid. P. 680.
88. Quinn J. Concept of US multipurpose advanced liquid metal reactor for the next century//ANP'92. 1992. V. II. P 15.1-1 – 15.1-5.
89. Адамов Е.О., Ганев И.Х., Лопаткин А.В. и др. Трансмутационный топливный цикл в крупномасштабной ядерной энергетике России. Монография. М.:ГУП НИКИЭТ, 1999.
90. Адамов Е.О., Ганев И.Х., Лопаткин А.В. и др. Минимизация высокоактивных отходов при замене ядерной технологии производства электроэнергии в России.// Атомная энергия. 1997. Т. 83. Вып.2. С.133.
91. Адамов Е.О., Ганев И.Х., Лопаткин А.В. и др. Степень приближения к радиационной эквивалентности высокоактивных отходов и природного урана в топливном цикле ядерной энергетике России.//Атомная энергия. 1996. Т. 81. Вып. 6. С.403.
92. The European Activation File: EAF-97, Biological and Transport Libraries.
93. Никипелов Б.В. Материалы рабочей группы по радиационно-эквивалентному захоронению отходов. Минатом России. 2000.
94. Гупало Т.А. Там же, Минатом России, 2000.
95. Габараев Б.А., Ганев И.Х., Лопаткин А.В. и др. Обращение с облученным топливом РБМК-1000 и ВВЭР-1000 при развитии ядерной энергетике.//Атомная энергия. 2001. Т. 90. Вып.2. С.121.
96. Kuramoshi T., Saeki R. Long-Term Program for Research, Development and Utilization of Nuclear Energy and Partitioning and Transmutation Technology in Japan: Proc. Third International Information Exchange Meeting on Actinide and Fission Product Partitioning and Transmutation. Cadarache, France, 12-14 Dec. 1994.
97. Viala M., Salvatores M. An Overview of the Spin Programme: Ibid, P. 62.
98. Adamov E.O., Orlov V.V., Smirnov V.S. e.a. Two Circuit Nuclear Steam-Generating Facility with Fast Lead-Cooled Reactor: Proc. Intern. conf. on Fast Reactors and Related Fuel Cycles. Osaka, Japan, Okt. 28-Nov. 1 1991. V. 4.
99. Smirnov V.P., Zhukov A.V. e.a. Heat Transfer in Lead-Cooled Fast Reactor: Proc. Intern. conf. on Advanced Reactors Safety (ARS-94), Pittsburgh, USA, Apr.17-21 1994. V. 1. P.66-72.
100. Adamov E.O., Orlov V.V. e.a. Conceptual Design of BREST-300 Lead-Cooled Fast Reactor: Ibid. P. 509-515.
101. Adamov E.O., Orlov V.V. Requirements to a New Nuclear Technology for the Large-Scale Power Industry: Ibid. P. 636-642.
102. Orlov V.V., A.G. Sila-Novitsky e.a. Lead Cooled Reactor Core, Its Characteristics and Features: Ibid. P. 516-523.
103. Orlov V.V., Smirnov V.S. e.a. Physical Characteristics of Lead Cooled Fast Reactor: Proc. Intern. conf. on Advances in Reactor Physics, Knoxville, USA, Apr. 11-15 1994. V. 1. P. 348-356.
104. Gorzelnic E.F. The dollars and sense of life extension/Electrical World. Oct. 1987. P. 57-62.
105. Orlov V.V., Poliksha V.V. e.a. Study of Ultimate Accidents for Lead-Cooled Fast Reactor: Ibid. P. 538.

106. Лиханский В.В., Лобойко Ф.И. и др. Моделирование динамики уранового топлива в жидком свинце при анализе аварии с разрушением активной зоны быстрых реакторов//Атомная энергия, 1995. Т. 78, вып. 1. С. 13.

107. АЭС с быстрым реактором со свинцовым теплоносителем электрической мощностью 1200 МВт с пристанционным топливным циклом (БРЕСТ-1200). Технико-экономический анализ: Отчет. Минатом РФ/ГУП Всероссийский научно-исследовательский и проектный институт комплексной энергетической технологии (ВНИПИЭТ), 2000.

108. Bagdassarov Yu. e.a. Problems of Fast Reactor Subassembly Thermal Hydraulics under accident conditions. ASME Winter Annual Meeting, New Orleans, Louisiana, 28 Nov.–03 Dec.1993 (93-WA/HT-69).

109. Багдасаров Ю.Е. и др. Диагностика стадий и процесса развития кипения натрия внутри ТВС по шумам нейтронного потока//Атомная энергия. 1996. Т. 80. Вып. 3. С. 157.

110. Афанасьев В.А. и др. Эксперименты по выкипанию натрия на реакторе БОР-60//Атомная энергия. 1978. Т. 45. Вып. 5. С. 338.

Список сокращений

АИЭ	- альтернативные источники энергии
АР	- автоматический регулятор
АСТ	- атомная станция теплоснабжения
АЭС	- атомная электростанция
БВ	- бассейн выдержки
ВАО	- высокоактивные отходы
ВТСП	- высокотемпературная сверхпроводимость
ВЭУ	- ветроэнергетические установки
ГПА	- газоперекачивающий агрегат
ГХК	- горно-химический комбинат
ГАЭС	- гидроаккумулирующая электростанция
ГЭС	- гидроэлектростанция
ГЦН	- главный циркуляционный насос
ДВ	- допустимые выбросы
ДВАО	- долгоживущие высокоактивные отходы
ДЖН	- долгоживущие нуклиды
ДС	- допустимые сбросы
ЖРО	- жидкие радиоактивные отходы
ЖСР	- жидкосолевого реактор
ИПХТ	- индукционный плавитель с холодным тиглем
ИРГ	- инертные радиоактивные газы
КВ	- коэффициент воспроизводства
КВА	- коэффициент воспроизводства в активной зоне
КИУМ	- коэффициент использования установленной мощности
ЛВР	- легководные реакторы

ЛЭП	- линия электропередачи
МА	- минорные актиноиды
МАГАТЭ	- Международное агентство по атомной энергии
МДА	- минимально детектируемая активность
МИРЭС	- Мировой энергетический совет
МКРЗ	- Международная комиссия по радиационной защите
МРАО	- металлические радиоактивные отходы
МЧП	- Международный чернобыльский проект
МЭА	- Международное энергетическое агентство
НАО	- низкоактивные отходы
НПЭР	- натриевый пустотный эффект реактивности
НТСП	- низкотемпературная сверхпроводимость
ОЯТ	- облученное ядерное топливо
ПАЗ	- пассивная аварийная защита
ПБО	- потенциальная биологическая опасность
ПГ	- парогенератор
ПГУ	- парогазовая установка
ПД	- продукты деления
ПДК	- предельно допустимая концентрация
ПДУ	- питательно-деаэрационная установка
ПСТО	- первичные системы теплообмена
ПЭЛ	- поглощающий элемент
ПЭР	- пустотный эффект реактивности
РАО	- радиоактивные отходы
РБН	- реакторы на быстрых нейтронах
САО	- среднеактивные отходы
САОР	- система аварийного охлаждения реактора
СВС	- самораспространяющийся высокотемпературный синтез
СПГ	- сжиженный природный газ
СУЗ	- система управления и защиты
СЭС	- солнечная электростанция
ТВС	- тепловыделяющая сборка
ТРО	- твердые радиоактивные отходы
ТЭК	- топливно-энергетический комплекс
ТЭС	- тепловая электростанция
ТЭЦ	- теплоэлектроцентраль
ТЯР	- термоядерный реактор
УТР	- усилитель термических расширений
ФЭУ	- фотоэлектрическая установка
ХОЯТ	- хранилище облученного ядерного топлива
ЦТ	- централизованное теплоснабжение
ЭМС	- экзотермическая металлизированная смесь
ЯТ	- ядерное топливо
ЯТЦ	- ядерный топливный цикл
ЯЭ	- ядерная энергетика
ЯЭУ	- ядерные энергетические установки

Научно-техническое издание

Белая книга ядерной энергетики

Кол. авт. под ред. проф. Е.О. Адамова

Издание подготовлено в Министерстве Российской Федерации по атомной энергии

Книга состоит из двадцати одной главы:

Адамов Евгений Олегович – введение, заключение, гл. 20, 21;

Большов Леонид Александрович – гл. 5-7, 9;

Ганев Игорь Христович – гл. 13;

Зродников Анатолий Васильевич – гл. 16;

Кузнецов Алексей Кириллович – гл. 11;

Лопаткин Александр Викторович – гл. 14;

Мастепанов Алексей Михайлович – гл. 1, 3, 17, 18;

Орлов Виктор Владимирович – гл. 11-13, 15;

Рачков Валерий Иванович – гл. 1-3, 5-8, 10, 17-20;

Смирнов Валерий Сергеевич – гл. 12, 15;

Солонин Михаил Иванович – гл. 2, 8;

Ужанова Валентина Васильевна – гл. 11;

Черноплеков Николай Алексеевич – гл. 20;

Шаталов Геллий Евгеньевич – гл. 4.

Ответственный редактор *А.В. Джалавян*

Редакционная подготовка *Т.Н. Астахова, И.В. Блинова, Э.В. Борисова, Е.М. Филатова*

Издательская подготовка *Т.В. Жиганшина, А.Ю. Корженкова, А.А. Куликов*

Художник *М.П. Филиппова*

Лицензия ЛР № 020480 от 28 апреля 1998 г.

Подписано в печать 20.12.2001 Формат 60×90 1/16

Бумага офсетная Уч.-изд. л. Тираж 1000 экз. Заказ №369

Отпечатано ЗАО "Универсум Пабблишинг"

