



Экономические аспекты развития атомной энергетики в Беларуси

Содержание

1. Введение	2
2. Технологии и экономика атомной энергетики: современное состояние	2
2.1. Нынешние технологические тенденции	2
2.2. Экономический анализ атомных станций в международном контексте.....	4
3. Система электроэнергетики Беларуси и необходимость реформ.....	6
3.1. Общая характеристика	6
3.2. Необходимость реформ	7
4. Перспективы атомной энергетики для Беларуси	10
4.1. Нынешнее состояние вопроса.....	10
4.2. Выбор российского реактора	11
4.3. Экспериментальный расчет стоимости АЭС для Беларуси.....	11
4.4. Результаты	12
5. Заключение и рекомендации	13

1. Введение

В настоящее время атомная энергия возвращается на повестку дня во многих странах мира, когда речь заходит о политике в области энергетики. Это, в частности, касается стран с развивающейся рыночной экономикой и стран переходного периода в Восточной Европе и СНГ, включая и Беларусь. При этом некоторые считают атомную энергию панацеей для зависимых от импорта энергоресурсов стран, которые сталкиваются с растущим внутренним потреблением электроэнергии. Вместе с тем, в разгаре дебатов часто забывается, что развитие атомной энергетики является технически сложной задачей и требует значительных финансовых средств. Это касается как обрудования атомной электростанции, так и колебаний топливного цикла. За последние 25 лет ни в одной из стран мира с рыночной экономикой ни одна частная компания не решалась инвестировать в атомную энергетику без поддержки государства или без предоставления гарантий покупки произведенной энергии.

В настоящее время Беларусь не испытывает энергетического кризиса, но, вместе с тем, находится в непростой ситуации относительно своего главного поставщика энергоресурсов: большая часть первичной энергии импортируется из России (около 80%, почти полностью природный газ). Внутренние резервы традиционных источников энергии низки; торф является довольно «грязным» и неэкономичным, а потенциальные источники возобновляемой энергии также незначительны. Сегодня в стране обсуждаются стратегии диверсификации, и одной из них является строительство атомной электростанции, что могло бы покрыть в 2020 году 11% потребления первичной энергии. Станция мощностью 2 гигаватта способна генерировать 12 тераватт ежегодно, покрывая около 30% прогнозируемого объема потребления электроэнергии. На настоящий момент не было проведено анализа подобного проекта для изучения уровня затрат на производство энергии белорусской атомной электростанцией.

Принимая во внимание нынешнее положение вещей, Немецкой экономической группой было инициировано исследование экономики развития атомной энергетики в Беларуси. Целью исследования является проведение сбалансированной оценки выгод и затрат развития атомной энергетики и выработка нейтральных рекомендаций относительно проведения политики в данной области. Настоящее исследование структурировано следующим образом: первая часть Главы 2 дает краткую характеристику различных технологий производства атомной энергии – как тех, что существуют сегодня, так и тех, появление которых ожидается в будущем. В этом отношении у Беларуси есть выбор: инвестировать в традиционные ядерные технологии России или импортировать западные реакторы. В Главе 2.2 дается экономический анализ атомной энергетики в различных странах мира. Следующие две главы более тщательно анализируют экономику развития атомной энергетики в Беларуси. В Главе 3 рассматриваются недостатки нынешней политики Беларуси в области энергетики. Глава 4 представляет собой исследование финансовой целесообразности, проведенное на основе доступной информации и экспертных предположений о развитии электроэнергетики в будущем.

2. Технологии и экономика атомной энергетики: современное состояние

2.1. Нынешние технологические тенденции

В данной главе дается характеристика технических возможностей, которые теоретически доступны Беларуси. Атомные реакторы могут быть классифицированы по поколениям. Реакторы первого поколения были разработаны в 1950-х и 1960-х годах. Они, главным образом, основаны на использовании природного урана в качестве топлива и графита в качестве замедлителя, что означает, что им не присуща внутренняя безопасность. Большинство используемых ныне реакторов яв-

ляются реакторами второго поколения: реакторы с кипящей водой (РКВ) и реакторы с водой под давлением (РВД). В них, в большинстве случаев, используется обогащенный уран в качестве топлива и вода в качестве охлаждающей жидкости и замедлителя. Реакторы третьего поколения с повышенным уровнем безопасности и эффективности в настоящее время дорабатываются с целью достижения более высокой конкурентоспособности по стоимости. Первые такие реакторы уже работают в Японии. Более новое поколение реакторов – четвертое – сейчас находится на этапе планирования. Их использование начнется не раньше 2025 года (а то и позже). Точное определение их экономической эффективности является практически невозможным в настоящее время. Реакторы первого, второго и третьего поколений повторно используют плутоний (и могут также возвращать в оборот уран), а реакторы четвертого поколения, как ожидается, будут работать на полном повторном использовании актинидов¹.

По всему миру сейчас используется около 440 реакторов второго поколения. Около половины установлено в Европе, включая и страны бывшего Советского Союза. Большинство из них является либо реакторами с кипящей водой (РКВ), либо реакторами с водой под давлением (РВД). РВД является наиболее используемым типом реактора. В нем обычная вода служит и охлаждающей жидкостью, и замедлителем. Конструкция характеризуется двумя циклами. Первый контур проходит через сердцевину реактора. Во втором контуре посредством теплообменника образуется пар, который приводит в действие турбину для генерирования электроэнергии (см Рис. 1). Существует два типа РВД: американский Westinghouse и советский VVER. VVER 440/230 является самым старым реактором серии VVER. У него особая конструкция и система безопасности. Этот реактор классифицируется как реактор высокого риска. Эксперты Европейского Союза считают, что этот тип реактора не подлежит модернизации и что эксплуатация такого рода реакторов должна быть прекращена в ближайшем будущем (Agenda 2000, 15.07.1997).

У реакторов с кипящей водой только один контур. Пар переходит непосредственно на турбины, которые, таким образом, являются частью контура реактора. При этой технологии потери тепла могут быть минимальны. Вода вокруг сердцевины реактора всегда несет в себе следы радионуклидов, поэтому турбины необходимо экранировать.

Газоохлаждаемый реактор (Advanced Gas-Cooled Reactor – AGR) является вторым поколением английских газоохлаждаемых реакторов. В качестве замедлителя используется графит, в качестве охлаждающего вещества – углекислый газ, а в качестве топлива – оксид урана. Этот тип реактора является военной разработкой². AGR был разработан на основе реактора Magnox, в котором также используется графит в качестве замедлителя и углекислый газ в качестве охладителя. Несколько таких реакторов работают в Великобритании и по настоящий день.

Последний, но не менее важный тип реактора, это реактор большой мощности канальный (РБМК), в котором в качестве замедлителя также используется графит. Это советский реактор, разработанный на основе реакторов для производства плутония. Сейчас в мире эксплуатируется 14 таких реакторов, при чем все в странах бывшего Советского Союза³. Это реактор с кипящей водой, напорными трубками, графитовым замедлителем и водой в качестве охлаждающей жидкости. Малообогащенный уран используется в качестве топлива. При замедлении, осуществляемом, в основном, стационарным графитом, излишнее кипение может ухудшать охлаждение и поглощение нейтронов, не задерживания при этом реак-

¹ В Таблице 1 представлен обзор ядерных технологий, используемых в разных странах мира по состоянию на 2003 г.

² Реакторы с графитовым замедлителем используются для производства плутония для ядерного оружия.

³ Например, РБМК 1500 в Игналине (Литва) – второй по величине реактор в мире.

цию деления, что, в свою очередь, может вызвать появление проблемы положительной обратной связи. В случае протекания напорных трубок, процесс охлаждения останавливается, а цепная реакция продолжается. В результате, реактор перегревается и может вызвать серьезные проблемы для безопасности⁴.

2.2. Экономический анализ атомных станций в международном контексте

Обсуждение вопроса о строительстве атомных электростанций в последние годы идет особенно активно в связи с необходимостью уменьшения выбросов углекислого газа. Вполне вероятно, что произойдет увеличение мировых ядерных мощностей, особенно в странах Азии и в России. Что касается Европы, то строительство нового реактора сейчас идет в Финляндии, а во Франции рассматривается возможность строительства реакторов третьего поколения. В целом, в настоящее время идет строительство 20 реакторов (14 ГВт)⁵, 39 (41.4 ГВт) находятся на этапе планирования и еще 73 (58.1 ГВт) рассматриваются⁶.

Два самых последних исследования экономических и технических аспектов атомной энергетики были проведены Массачусетским технологическим институтом (MIT, 2003) и Чикагским университетом (2004). Основной целью этих исследований является изучение потенциальной роли атомной энергии в обеспечении уменьшения углеродных выбросов. Следовательно, атомная энергия анализируется в них в сравнении с традиционными способами получения энергии (уголь и природный газ). В исследовании Массачусетского технологического института делается вывод о том, что в странах с рыночной экономикой, характеризующихся значительной степенью неопределенности, при существующих ценах на сырье, высокая капиталоемкость делает атомную энергетику неконкурентоспособной по сравнению с традиционными тепловыми электростанциями, работающими на угле или газе (MIT, 2003, стр. ix). Исследование Чикагского университета (2004) делает больший акцент на экономических вопросах, но его результаты подтверждают выводы, сделанные учеными из Массачусетса: при сравнении размеров нормированной стоимости электроэнергии, атомная энергия системно оказывается более дорогой по сравнению со станциями, работающими на угле или природном газе (Таблица 2).

Таблица 1. Атомные электростанции в мире, по состоянию на 2003 г.

Тип реактора	Основные страны	Количество	Мощность, GW	Топливо	Охлаждение	Замедлитель
Реактор с водой под давлением (РВД)	США, Франция, Япония, Россия	263	237	Обогащенный UO ₂	Вода	Вода
Реактор с кипящей водой (РКВ)	США, Япония, Швеция	92	81	Обогащенный UO ₂	Вода	Вода
Газоохлаждаемый реактор (Magnox и AGR)	Великобритания	26	11	Природный U, обогащенный UO ₂	CO ₂	Графит
Реактор с тяжелой водой под давлением CANDU (РТВД)	Канада	38	19	Природный UO ₂	Тяжелая вода	Тяжелая вода
Графитовый реактор с легкой водой (Реактор большой мощности канальный) (РБМК)	Россия	17	13	Обогащенный UO ₂	Вода	Графит
Реактор на быстрых нейтронах (РБН)	Япония, Россия, Франция	3	1	PuO ₂ и UO ₂	Жидкий натрий	Отсутствует
Всего		439	361			

Источник: Всемирная атомная ассоциация (World Nuclear Association).⁷

Кроме высокой степени экономической неопределенности, есть и другие факторы, который могут вызвать серьезные проблемы при использовании атомной энергии:

⁴ Подобными обстоятельствами была вызвана авария на Чернобыльской АЭС, где использовался реактор РБМК 1000.

⁵ Румыния (1), Россия (4), Канада (1), Аргентина (1), Китай (2), Индия (8), Иран (1), Япония (1), Корея (1).

⁶ Информация получена 5 сентября, 2005г., из www.world-nuclear.org.

⁷ Информация получена 5 сентября 2005 года из www.world-nuclear.org.

- *Безопасность*: обращая внимания на традиционные вопросы безопасности, связанные с эксплуатацией ядерного реактора, в исследовании Массачусетского технологического института также подчеркивается, что в настоящее время нет достаточных знаний о безопасности всего топливного цикла, т.е. за рамками работы реактора (MIT, 2003, стр. ix). Сюда включается и вопрос безопасности заводов по переработке топлива, и то, что опасность террористических атак при этом намного выше (MIT, 2003, стр. 51);
- *Отходы*: в настоящее время ни одна страна, использующая атомную энергию, не смогла полностью решить вопрос утилизации отходов. Безопасность геологической утилизации в перспективе на тысячи лет все еще требует достаточных доказательств. У закрытого топливного цикла, помимо дороговизны, есть свои риски. В результате, массачусетские исследователи рекомендуют, что наилучшим выбором адекватным вышеуказанным проблемам в ближайшие 50 лет будет открытый топливный цикл однократной циркуляции (MIT, 2003, стр. x). При этом не существует недостатка урана, который мог бы вызвать ограничения для использования этой стратегии;
- *Распространение*: этот риск не является характерным для Беларуси, но он является важным (и часто недооцениваемым) аспектом атомной энергии. Ученые из Массачусетса пришли к выводу о том, что "международный режим мер безопасности неадекватен угрозам безопасности расширяющегося масштаба использования атомной энергии. Система переработки, используемая в настоящее время в Европе, Японии и России, включающая сепарацию и повторное использование плутония, несет риск распространения " (MIT, 2003, р. ix).

Для того чтобы сравнить издержки различных технологий производства энергии в международном контексте, была разработана модель чистой текущей стоимости. Модель позволяет рассчитать годовую стоимость и результаты в цене за киловатт-час. В общую стоимость включаются необходимые инвестиционные затраты, стоимость топлива, рабочей силы, обслуживания и эксплуатации, а также вспомогательные издержки и затраты на утилизацию. Дополнительно рассчитываются затраты на переработку отработанного ядерного топлива и стоимость полного вывода АЭС из эксплуатации. Кроме финансовых показателей, для каждого типа АЭС необходимо составление технической спецификации. Финансовые и технические предположения при расчетах основаны на международном опыте и стандартах.

Таблица 2. Стоимость производства электроэнергии

Источник энергии	Исследование	Массачусетс	Чикаго	Модель EE ²
Атомная		6.7 центов США /кВтч ⁸	5.1-8 центов США /кВтч	5.1 центов США /кВтч
Уголь		4.2 центов США /кВтч ⁹	3.7-4.8 центов США /кВтч	3.4 центов США /кВтч
Газ (газотурбинная установка замкнутого цикла)		4.1 центов США /кВтч ¹⁰	3.8-4.0 центов США /кВтч	3.5 центов США /кВтч

Проведенное нами сравнение подтверждает выводы исследователей из Массачусетса и Чикаго: АЭС являются неконкурентноспособными по сравнению со станциями, работающими на угле или газе (Таблица 2). Используемая здесь модель показывает, что стоимость одного киловатт-часа при использовании стандартного ядерного реактора составляет 5.1 центов США против 3.4 и 3.5 центов США при

⁸ Для АЭС мощностью 1 ГВт при эксплуатации в течение 40 лет.

⁹ Без учета налога на углеродные выбросы.

¹⁰ Умеренный газ, без учета налога на углеродные выбросы.

генерировании электроэнергии сжиганием угля и газа¹¹. Все исследования основаны на общих предположениях, которые не подходят для конкретных стран. В следующих главах будут рассмотрены конкретные условия, с которыми придется столкнуться в Беларуси соответствующим инвестиционным проектам.

3. Система электроэнергетики Беларуси и необходимость реформ

3.1. Общая характеристика

Управление белорусским сектором электроэнергетики осуществляется в настоящее время государственным концерном «Белэнерго», созданным в 1995 году. Он подчинен Министерству энергетики и имеет в своей структуре ряд предприятий. Среди них шесть областных энергетических предприятий (облэнерго). В компетенцию «Белэнерго» входит:

- Управление белорусской системой энергетики,
- Производство, передача и распределение электрической и тепловой энергии,
- Обслуживание электростанций и электро- и тепловых сетей,
- Оперативно-диспетчерский контроль процесса производства и поставок электроэнергии, и
- Осуществление технического контроля условий работы электростанций и объектов сетей.

Тарифы на энергию устанавливаются Министерством экономики¹². «Белэнерго» проводит расчеты по сектору электроэнергетики на уровне концерна, а организации облэнерго проводят расчеты по теплу и передают их в концерн. Тарифы на все жилищно-коммунальные услуги регулируются Советом Министров. В 2000-2005 гг цены на электроэнергию увеличились в среднем на 51% (на 187.5% для домашних хозяйств) и пока покрывают расходы на производство, за исключением домашних хозяйств и жилищно-коммунальных услуг. Они колеблются между 2.66 и 6.02 цента США за кВтч. Практика перекрестного субсидирования продолжается (Таблица 3): тарифы для домашних хозяйств значительно ниже тарифов для промышленных предприятий, хотя доставка электроэнергии домашним хозяйствам стоит дороже.

Таблица 3. Стоимость производства электроэнергии и цены для различных групп потребителей, центов США/кВтч

Цены для...	Январь...	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Динамика '00-'05
Государственные организации		3.50	3.39	3.39	3.00	4.02	4.02	14.86%
Промышленность		4.30	4.15	4.15	4.41	6.02	6.02	40.00%
Домашние хозяйства		1.20	1.26	1.19	2.39	3.32	3.45	187.50%
Жилищно-коммунальные услуги		3.58	3.53	3.39	2.44	2.66	2.66	-25.70%
Другие предприятия		4.30	3.39	4.15	4.41	6.02	6.02	40.00%
Стоимость		2.60	2.53	2.02	2.32	3.21	3.5	34.62

Источник: Ракова, Мониторинг инфраструктуры Беларуси, 2005; собственные расчеты.

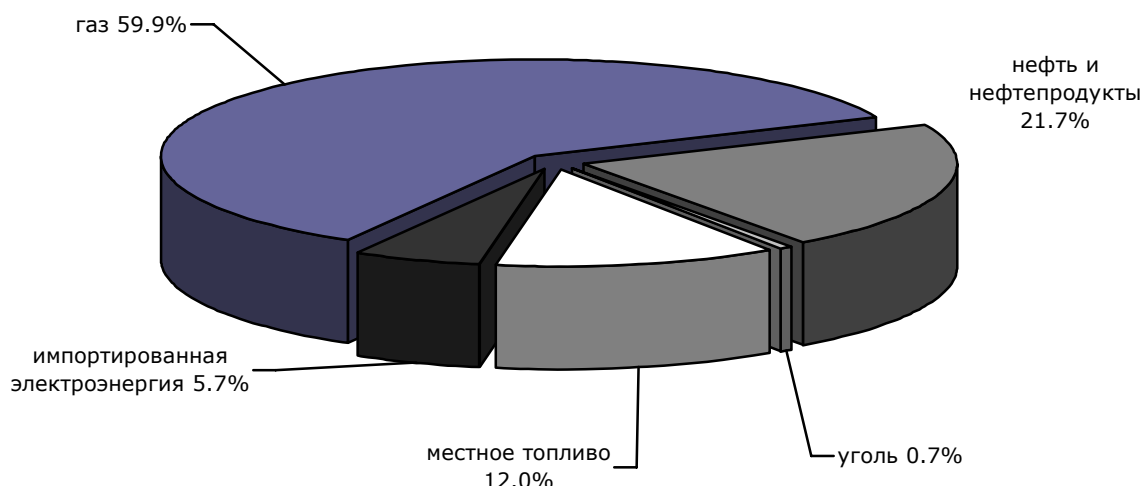
Изучение потребления первичной энергии показывает, что в 2003 году основную роль играют газ и нефть (59.9% и 21.7%, соответственно). Местные ресурсы (торф, древесина, древесная стружка и биомасса) имеют 12%. В настоящее время изучается потенциал внутренних резервов, но ожидания малообещающие¹³.

¹¹ Для реакторов со стоимостью производства наполовину меньшей по сравнению с обычной ночной стоимостью (~1,000 US\$/kW) результаты по атомной энергии приблизились к значениям для угля и газа, но все же были немного выше.

¹² Тарифы на тепло должны согласовываться с областными исполнительными комитетами, поскольку тепловая энергия производится и продается на местном уровне.

¹³ Есть несколько потенциальных месторождений нефти (3 млрд тонн промышленных резервов) и бурого угля (150 млн тонн промышленных резервов) на юге Беларуси (Минэнерго, 2005).

Рис. 1. Структура потребления первичной энергии (2003)



Источник: Министерство энергетики.

Согласно информации «Белэнерго», концерн может полностью удовлетворить потребность Беларуси в электроэнергии и до половины потребности в тепловой энергии. В настоящее время большей частью теплоэлектрические станции имеют установленную мощность в 7.8 гигаватт. Вместе с несколькими гидроэлектростанциями, они произвели 30.4 тераватт в 2004 году, покрыв при этом 70-80% растущих внутренних потребностей. 4 тераватта было импортировано, в основном из Литвы и России. Необходимо отметить, что импорт электроэнергии снизился на 46.5% в 2004 году по сравнению с предыдущим годом.

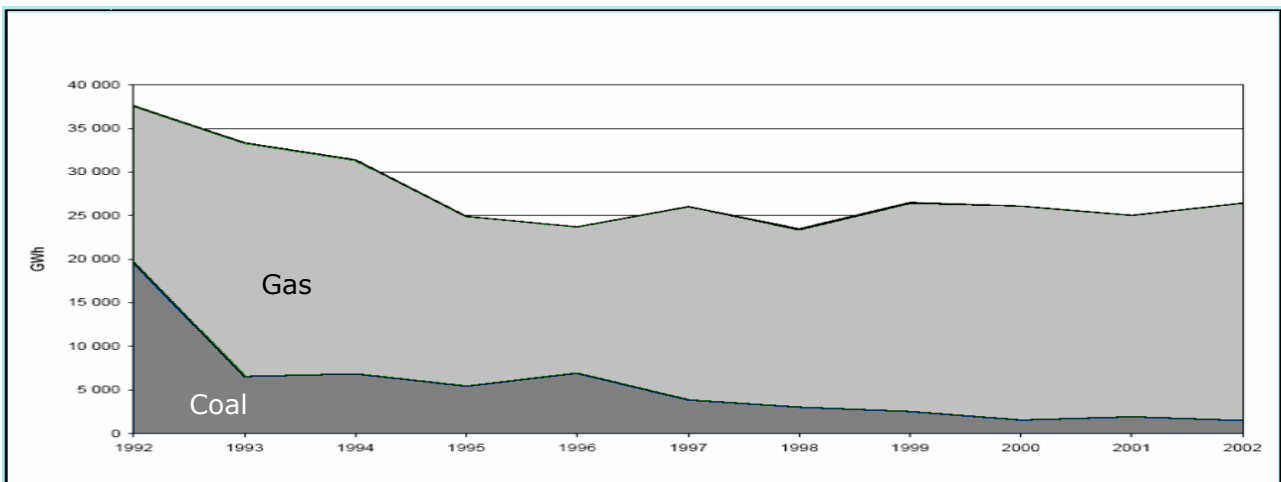
В 2003 году около 80% объема потребления электроэнергии было произведено внутри страны. Промышленные предприятия использовали более 60%, а городское население – около 20%. В настоящее время потребление электроэнергии постепенно повышается и, по официальному прогнозу при снижении импорта, должно достичь уровня в 41 тераватт к 2020 году.

3.2. Необходимость реформ

Модернизация энергетического сектора Беларуси для обеспечения эффективного функционирования при нынешних институциональных условиях невозможна. Несмотря на некоторый прогресс за прошедшие несколько лет в плане платежной дисциплины, сокращения долгов и бартера, а также повышения прозрачности системы ценообразования, сохраняется необходимость проведения коренных реформ. Одной из основных проблем является зависимость от поставок российского газа (90% всего импорта газа; Ракова, 2004, стр.4), используемого для производства основного объема электроэнергии (Рис. 2). Поскольку 95% всей электроэнергии страна получает путем сжигания газа (Павел & Ракова, 2005b, стр. 2), чрезвычайно высока степень уязвимости перед возможностью повышения цен.

Изнашивание основных фондов достигло 60.7% в начале 2005 года (указ президента Республики Беларусь № 399, 2005). Электростанциям потребуется полная модернизация к 2009/2011 годам (Павел и Ракова, 2005b, стр. 2). Следовательно, значительная часть установленной мощности станет недоступной для производства электроэнергии (Рис. 3).

Рис. 2. Эволюция топливного производства электроэнергии в Беларуси с 1992 по 2002 гг.



На рисунке: зеленое поле – природный газ; синее – уголь; единица измерения – ГВтч.
Источник: Международное энергетическое агентство (2005)¹⁴.

Рис. 3. Истощение основных фондов предприятий Минэнерго



Источник: Минэнерго.

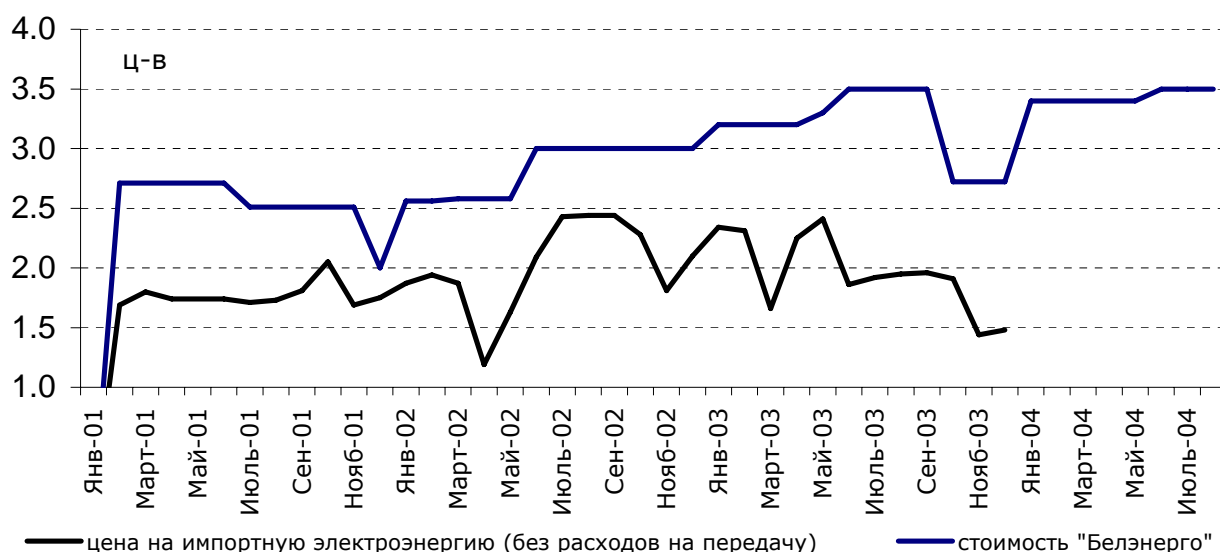
Централизованная и полностью государственная энергетическая система с нынешней практикой ценообразования не предоставляет адекватных стимулов для предприятий энергетической отрасли. Если им удастся снизить издержки, Министерство экономики требует снижения тарифов, тем самым сокращая их прибыль, которая необходима в целях ре-инвестирования. Неэффективная и непрозрачная система ценообразования с политически мотивированной практикой перекрестного субсидирования ведет к искажению стимулов для потребителей, в частности, при ослаблении бюджетных ограничений привелигированных предприятий и снижении заинтересованности населения экономить электроэнергию. Кроме того, эта практика создает дополнительное бремя для энергетического сектора: предприятиям этого сектора не компенсируются издержки из-за применения льготных тарифов в отношении определенных групп потребителей. Как указывалось выше, непромышленные тарифы (для домашних хозяйств, на жилищно-коммунальные услуги и т.д.) не покрывают долгосрочные предельные издержки производства.

¹⁴ Информация получена 18 октября 2005 года из статистических материалов Международного энергетического агентства <http://www.iea.org/statist/index.htm>.

Задержки в осуществлении платежей потребителями и неденежные формы расчетов могут быть сокращены с помощью соответствующей политики правительства. Наиболее дисциплинированными плательщиками являются частный сектор и население. Однако, около 40-44% всего объема задолженности по белорусской экономике приходится на энергетику (Ракова, 2004, стр. 5). Хотя платежная дисциплина и улучшилась, многие предприятия, особенно сельскохозяйственные, просто не могут работать в более строгих условиях (Бабицкий и др., 2005, стр. 23). Снижение тарифных надбавок по неденежным формам расчета и, соответственно, ослабление бюджетных ограничений для предприятий не сможет защитить нерентабельные предприятия от серьезных последствий. Чтобы избежать их, все большее число предприятий обеспечивают себя энергоресурсами из своих собственных источников. Это, в свою очередь, ведет к увеличению издержек поставщиков энергоресурсов (Ракова, 2004, стр.4). Не удивительно, что стоимость производства электроэнергии неконкурентоспособна. Это можно видеть при сравнении цен импортной электроэнергии и стоимости производства «Белэнерго» (Рис. 4). Сложная внутренняя ситуация становится еще сложнее, если принять во внимание растущие цены на энергоресурсы, особенно природный газ.

На этом фоне в августе 2005 года правительство объявило о начале амбициозной государственной программы модернизации энергетического сектора на период с 2006 по 2010 годы (указ президента Республики Беларусь № 399). Другой важный документ в этом смысле – Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь (Минэнерго, 2005) – направлена на увеличение доли внутренних энергоисточников до 25% и полное обеспечение нужд внутренних потребителей электроэнергией собственного производства. Доля газа должна быть снижена с 95.4% до 83% в секторе электроэнергетики и с 78.2% до 60-64% в топливном балансе. Импорт энергоресурсов из России, составляющих в настоящее время 98%, должен быть снижен до 84% к 2020 году. Предполагаемые огромные инвестиции в основные фонды должны быть использованы для обновления одной трети всех производственных мощностей. Это могло бы помочь снизить соотношение полной мощности электростанции к максимальной нагрузке в энергетической системе (цель: со 140.6% до 115%). Утвержден бюджет размером в 12 млрд долларов США для финансирования данных мероприятий (Рис. 5). Однако остается неясным, в какой степени эти инвестиции будут реально доступны для финансирования.

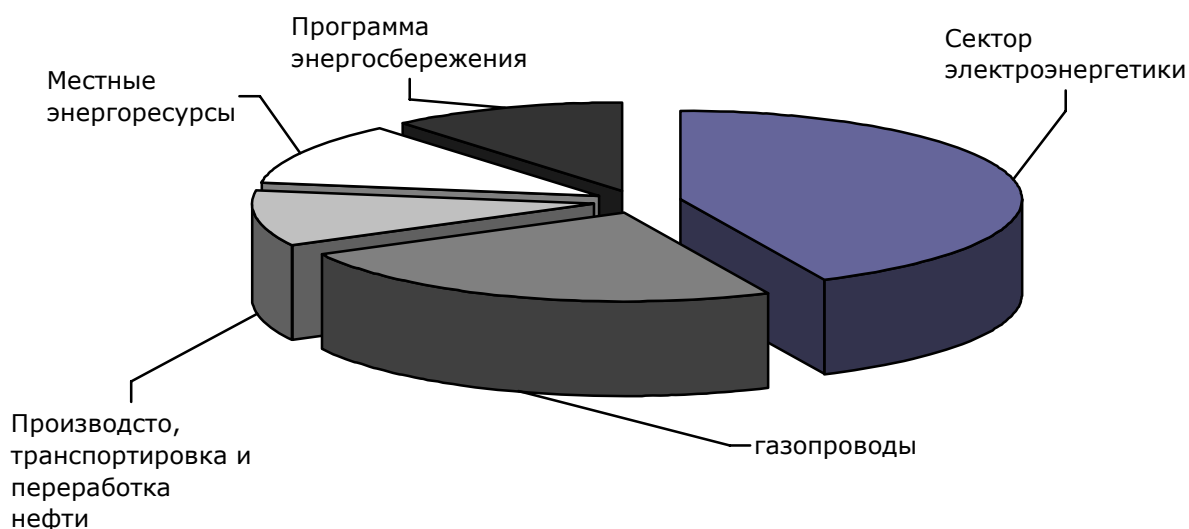
Рис. 4. Цены на импортируемую электроэнергию и стоимость производства электроэнергии предприятиями «Белэнерго»



Источник: Ракова (2004, стр. 13).

Хотя критики сомневаются в том, что программа будет полностью реализована, в ней содержится ряд важных мер для улучшения нынешнего состояния энергетического сектора Беларуси. Требование увеличения доли местных энергоресурсов вполне объяснимо, принимая во внимание политическую установку снижения зависимости от российского топлива. Однако, необходимо отметить некоторые недостатки данной стратегии, в частности, ограниченный размер электростанций, использующих возобновляемые источники энергии, недостаточную обеспеченность необходимыми объемами топлива, очень большие инвестиции и негативные последствия для экологии (Павел & Ракова, 2005b, стр. 2-3)¹⁵. Если государственная программа энергоэффективности будет реализована, это может привести к огромной экономии в диапазоне 20-40% (Павел & Ракова, 2005a).

Рис. 5. Объемы инвестиций для государственной энергетической программы



Источник: Минэнерго.

4. Перспективы атомной энергетики для Беларуси

4.1. Нынешнее состояние вопроса

В последние несколько лет атомная энергетика стала темой, широко обсуждаемой как в средствах массовой информации, так и среди политиков в рамках дискуссии об энергетической политике государства. На повестку дня возвращаются планы, обсуждавшиеся в середине 1990-х годов, относительно строительства АЭС мощностью 1 ГВ под Минском (Смоляр и Ермашкевич, 2000, стр. 9ff.). Тем не менее, вся общественная полемика имеет, большей частью, спекулятивный характер. Причина этого может заключаться в опасении открытого обсуждения вопроса о строительстве АЭС в Беларуси, поскольку республика больше других стран пострадала от аварии на Чернобыльской АЭС.

Официальные сценарии, однако, всерьез рассматривают атомную энергию в качестве альтернативы для диверсификации поставок энергоресурсов¹⁶. Согласно официальным источникам¹⁷, работа по планированию АЭС может быть завершена

¹⁵ При сжигании древесины, торфа, мазута и т.д. выбросы углекислого газа значительно возрастают. Кроме того, необходимо опасаться массового уничтожения лесов и болот.

¹⁶ Указ Президента Республики Беларусь № 399, см выше. В докладе А.Якушева из белорусского Объединенного института энергетике и ядерных исследований «Сосны» («Предпосылки развития атомной энергетики в Беларуси, Минск, 02.11.2005) представлены результаты экономического исследования средних затрат на производство различных видов энергии, включая атомную. Ученый рассматривает атомную энергию как реалистичный способ диверсификации и стабилизации энергопоставок Беларуси.

¹⁷ См Указ Президента Республики Беларусь № 399.

к 2008 году, а строительство может начаться в 2009-2010 годах. Первый блок мощностью 1000 мегаватт может начать работу в 2015 году, а второй блок такой же мощности – в 2020.

Прогноз структуры топливного баланса, представленный на конференции по энергетике в Минске в октябре 2005 года, включает сценарий до 2020 года, в котором на атомную энергию приходится 11.3%. Это позволит сократить импорт природного газа с 60% в 2003 году до 38.7% в 2020 (47% без атомной энергии). Подобный сценарий рассматривается для структуры топливного баланса с долей атомной энергии, составляющей 13.9% в 2020 году, и долей природного газа – 51.8% (против 77.1% в 2003-м). В октябре 2005 года было начато научное исследование с целью изучения целесообразности строительства АЭС. В настоящее время рассматриваются шесть потенциальных площадок для АЭС в Беларуси (например, в Могилевской области – Быховская и Шкловско-Горецкая площадки).

4.2. Выбор российского реактора

Несмотря на то, что Беларусь могла бы выбрать один из реакторов на международном рынке, предпочтение, скорее всего, будет отдано российскому реактору. Это связано как с политической близостью России, так и с тем фактом, что другие страны потребуют более строгих правил осуществления платежа по сравнению с россиянами. Поэтому наш экономический анализ принимает во внимание только четыре типа российских реакторов, которые могут быть закуплены Беларусью:

- **VVER 1000/ V-392:** модель V-392 является доработанной версией модели VVER-1000 и частью АЭС-392. Строительство V-392 идет в Индии для шестого и седьмого блоков Нововоронежской АЭС. Кроме того, модель также была заявлена на возможную установку в Китае (Санмень и Янгжианг). Количество блоков в системе может быть от одного до четырех мощностью 640 или 1000 мегаватт, соответственно;
- **VVER 1000/ V-428:** модель V-428 является частью АЭС-91, оснащена западными системами управления. В прошлом году она была продана Китаю (Тяньван), а в 2002-ом заявлена для Финляндии. Модель V-428 имеет один или два блока мощностью 640 или 1.000 мегаватт;
- **VVER 640/ RU V 407:** модель V-407 мощностью 640 мегаватт имеет повышенную степень безопасности и была разработана совместно с Siemens (теперь Framatom ANP). Однако, единственный реактор этого типа (в Сосновом бору, Ленинградская область) был незакончен из-за недостатка средств;
- **VVER 1500/ V-448:** В настоящее время Росатом (Федеральное агентство России по атомной энергии) работает над разработкой этой модели реактора с водой под давлением мощностью 1500 мегаватт. Конструкторские работы должны быть завершены в 2007 году, а первые блоки могут быть запущены в 2012-2013 годах. Ожидается, что строительство обойдется в ту же цену, что и модель V-320, т.е. две трети стоимости киловатта. Предварительно для установки этих крупных реакторов выбраны АЭС в Курске и Ленинградской области, где в настоящее время работают восемь реакторов РБМК на легкой воде с графитовыми замедлителями, построенные в 1974 году. Первый реактор планируется для Ленинградской АЭС-2¹⁸.

4.3. Экспериментальный расчет стоимости АЭС для Беларуси

В работе Хиршхаузена и Румянцевой (2005) описывается модель, примененная к условиям Беларуси для примерного расчета общей стоимости производства одного киловатт-часа. Были заданы соответствующие данные и внесены некоторые

¹⁸ Информация получена 20 октября 2005 года из <http://world-nuclear.org>.

изменения. Все затраты рассчитывались на основании цен 2005 года. В случае отсутствия необходимых данных для Беларуси или России, цены устанавливались на уровне 70% от среднего мирового уровня¹⁹ (в частности, по вспомогательным расходам и затратам на утилизацию).

Коэффициент использования производственных мощностей был установлен в соответствии со средним российским уровнем 0.7 (Международное агентство по атомной энергии, 2005, стр. 693), а коэффициент полезного действия на уровне 0.32, как в массачусетском исследовании. Расчеты стоимости атомной энергии (без переработки и утилизации) дали стоимость в 0.271 центов США за один киловатт-час. Стоимость переработки была оценена в 0.104 центов США за один киловатт-час. Стоимость полного закрытия станции оценивается в 500 млн евро; расходы на персонал – 6000 долларов США на человека в год.

Что касается финансовых параметров, предполагается, что большая часть инвестиций (80%) будет финансироваться за счет кредитов. Процентная ставка была установлена на уровне 13%, в соответствии с нынешним средним показателем для кредитов Всемирного банка; процентная ставка по собственному капиталу была взята в размере 15% (как в исследовании ученых из Массачусетса).

В дополнение к затратам в основных расчетах, для Беларуси также были рассмотрены затраты на развитие инфраструктуры, связанной со строительством АЭС. Эти затраты были отнесены на капитальные расходы и составили полмиллиарда долларов США

4.4. Результаты

Затраты, в основном, рассчитывались как и в общей модели, за исключением расходов на развитие инфраструктуры. Для более наглядного представления структуры затрат, результаты расчетов были разбиты на несколько блоков. Первый блок – затраты на строительство – включает капитальные вложения и расходы на развитие инфраструктуры. Для рассматриваемых российских реакторов эти затраты находятся в пределах от 2.54 до 3.58 центов США за киловатт-час. Эксплуатационные расходы составляют 1.10 центов США за киловатт-час (независимо от типа реактора). Общая сумма расходов включает расходы на полное свертывание АЭС (0.15-0.20 центов США за киловатт-час) и составляет 3.80- 4.83 центов США за киловатт-час. Предполагая, что стоимость полного свертывания АЭС составляет 5 млрд долларов США (как в случае с Игналинской АЭС в Литве), совокупная общая стоимость составит 5.19-6.24 центов США за киловатт-час.

Таким образом, общая стоимость производства одного киловатт-часа на АЭС превышает сегодняшнюю стоимость производства электроэнергии – 3.5 центов США за киловатт-час (Ракова, 2004). Учитывая предполагаемые 5 млрд долларов США на полное свертывание АЭС, по результатам расчетов получается, что стоимость варьируется от 5.2 до 6.2 центов США за киловатт-час.

Для объективной оценки полученных результатов необходимо иметь в виду, что сегодняшнее производство является высоко неэффективным из-за устаревшего оборудования для производства и подачи электроэнергии. Планируемая модернизация энергетического сектора должна значительно уменьшить стоимость производства. Кроме того, данные результаты представляют собой лишь минимальную стоимость производства атомной энергии, поскольку в использованной модели не учитывались затраты на модернизацию, устранение последствий потенциальных несчастных случаев и решение соответствующих экологических вопросов.

¹⁹ Это, конечно же, приблизительная оценка, но, тем не менее, рациональная, что подтверждается эмпирическими данными: российская нефть, например, покупается Беларусью по цене, составляющей 70% от мирового уровня цен.

Таблица 4. Результаты расчетов по российским реакторам

Реактор: VVER...		1000	1000	1000	640	1500
		V 392 2x1000МВт	V 392 3x640 МВт	V 428 2x1.000 МВт	V 407 3x640 МВт	V448 1x1500 МВт
Затраты						
Капитальные затраты	Центов США/КВтч	2.388	2.004	2.448	3.042	2.466
Затраты на развитие инфраструктуры	Центов США/КВтч	0.514	0.535	0.514	0.535	0.685
Строительство	Центов США/КВтч	2.902	2.539	2.961	3.577	3.151
Топливо	Центов США/КВтч	0.271	0.271	0.271	0.271	0.271
Персонал	Центов США/КВтч	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
Вспомогательные затра- ты	Центов США/КВтч	0.034	0.034	0.034	0.034	0.034
Затраты на переработку	Центов США/КВтч	0.104	0.104	0.104	0.104	0.104
Затраты на утилизацию	Центов США/КВтч	0.672	0.672	0.672	0.672	0.672
Обслуживание и экс- плуатация	Центов США/КВтч	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
Полное свертывание АЭС	Центов США/КВтч	0.149	0.155	0.149	0.155	0.199
Общая стоимость	Центов США/КВтч	4.151	3.795	4.211	4.832	4.450
Производство электро- энергии в год	Тераватт-час	12.3	11.8	12.3	11.8	9.2
Доля прогнозируемого потребления		0.30	0.29	0.30	0.29	0.22

Несмотря на то, что мы можем проводить лишь искусственный анализ, результат экономических расчтов очевиден: атомная энергия неконкурентоспособна в Беларуси. Как представляется, атомная энергия вряд ли может помочь в решении проблем энергетического сектора или в решении проблемы снижения зависимости от импорта энергоресурсов.

5. Заключение и рекомендации

В настоящее время энергетическая система Беларуси стоит перед серьезными структурными проблемами, такими как, например, растущие цены на энергоносители, высокая зависимость от импорта (особенно, из России) и грядущая модернизация тепло- и электростанций. С целью увеличения доли внутренних энергоресурсов до 25% и обеспечения нужд потребления электроэнергии за счет собственных источников, была принята амбициозная государственная программа. Возможности использования атомной энергии стали обсуждаться в Беларуси как один из путей достижения целей этой программы.

В данной ситуации настоящее исследование имеет своей целью проанализировать возможность строительства в Беларуси атомной электростанции (АЭС). Наряду с техническими аспектами и соображениями безопасности, детального анализа требует и экономика этого важного решения. Проведенный нами анализ стоимости производства основан на модели чистой текущей стоимости. Кроме расходов на строительство и эксплуатацию АЭС, необходимо также учитывать и затраты, связанные с процессом топливного цикла.

Сравнение положения дел в атомной промышленности в разных странах мира имеет так сказать отрезвляющий эффект: за последние 25 лет ни в одной из стран мира с рыночной экономикой ни одна частная компания не решилась инвестировать в атомную энергетику. Эта отрасль развивается только новыми независимыми странами при серьезном вовлечении государства и государственных субсидий.

В двух самых последних исследованиях экономических и технических аспектов атомной энергетики, проведенных Массачусетским технологическим институтом

(MIT, 2003) и Чикагским университетом (2004), делается вывод о том, что в странах с рыночной экономикой, характеризующихся значительной степенью неопределенности, при существующих ценах на сырье, высокая капиталоемкость делает атомную энергетику неконкурентоспособной по сравнению с традиционными тепловыми электростанциями, работающими на угле или газе.

Кроме высокой степени экономической неопределенности, есть и другие факторы, который могут вызвать серьезные проблемы при использовании атомной энергии: нет достаточных знаний о безопасности всего топливного цикла, т.е. за рамками работы реактора (сюда включается и вопрос безопасности заводов по переработке топлива, и то, что опасность террористических атак для них намного выше); в настоящее время ни одна страна, использующая атомную энергию, не смогла полностью решить вопрос утилизации отходов (безопасность геологической утилизации в перспективе на тысячи лет все еще требует достаточных доказательств, а у закрытого топливного цикла, помимо дороговизны, есть определенные риски). Кроме того, риск распространения остается важным (и часто недооцениваемым) аспектом атомной энергии.

На основании специальной модели расчета стоимости производства атомной энергии, нами проведено сравнение соответствующих показателей для реакторов, которые могут быть использованы в Беларуси (VVER 1000/V-398, VVER 1000/V-428, VVER 640/RU V 407, VVER 1500/V-448). Общая стоимость производства находится в пределах от 3.8 до 4.8 центов США за киловатт-час, при этом сюда не включаются затраты на модернизацию, устранение последствий потенциальных несчастных случаев и решение соответствующих экологических вопросов. Таким образом, наша расчетная стоимость является минимальной стоимостью производства, и при этом она превышает нынешнюю стоимость производства предприятиями «Белэнерго» (~ 3.5 центов США за киловатт-час); импортная электроэнергия стоит около 2 центов США за киловатт-час.

Наш анализ позволяет сделать следующие рекомендации:

- Учитывая текущее состояние белорусской энергетики и высокую степень истощения производственных фондов (~ 60%), крупные инвестиции в развитие атомной энергетики не представляются целесообразным решением проблемы: государство, скорее всего, не сможет сделать такие значительные вложения в проект с неопределенным результатом, а привлечение частных инвестиций не представляется вероятным;
- Атомная энергия не будет экономична в Беларуси, так же как она неэкономична и в большинстве других странах мира. Беларусь не должна доверять мифу о «дешевой» атомной энергии, так как в действительности она является одним из самых дорогих источников электроэнергии;
- Проблема снижения зависимости от российского импорта не сможет быть решена, поскольку все технологии, ноу-хау и услуги по переработке/утилизации придется закупать в России. Правительству не следует рассматривать возможность разработки своего собственного топливного цикла, как по экономическим, так и по техническим причинам;
- Зависимость белорусского энергетического сектора от импорта неизбежна в краткосрочной перспективе. В среднесрочной перспективе, повышение энергоэффективности, увеличение цен (и, соответственно, более рациональное использование энергии), а также некоторый рост доли возобновляемых и традиционных источников энергии несколько сократит зависимость от импорта энергоносителей. Более подробный анализ соответствующих вопросов энергетической политики представлен в работах Крамона и других авторов (2005) по во-

зобновляемым источникам энергии и работу Павла и Раковой (2005а) по энергоэффективности;

- В среднесрочной перспективе существуют различные возможности для диверсификации поставок энергоносителей. Беларусь может инвестировать в развитие электростанций, работающих на угле, и импортировать уголь из Украины и Польши. Основной капитал существующих станций должен быть обновлен, что поможет снизить потребность в энергоносителях;

В долгосрочной перспективе Беларусь должна активизировать развитие линий передачи электроэнергии с западными соседями, с Европейским союзом по координации передачи электроэнергии. Соединение по линии электропередачи высокого напряжения с Польшей могло бы представить технические возможности для импорта электроэнергии, что также помогло бы диверсифицировать импорт энергоресурсов.

Авторы: Профессор Кристиан фон Хиршхаузен, Ина Румянцева, Елена Ракова (редактор), Рикардо Джуччи (редактор)

Минск, март 2006