

УДК 621.039

ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ВНЕШНЕЙ ЧАСТИ ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА РЕАКТОРОВ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ НА ЭТАПЕ ДВУХКОМПОНЕНТНОЙ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

© 2020 г. А. А. Каширский^{1, *}, Е. В. Муравьев^{1, **}

¹Частное учреждение Государственной корпорации по атомной энергии “Росатом”
“Инновационно-технологический центр проекта “ПРОРЫВ”, Москва, Россия

*e-mail: kana@proryv2020.ru

**e-mail: meb@proryv2020.ru

Поступила в редакцию 23.12.2019 г.

После доработки 13.01.2020 г.

Принята к публикации 14.01.2020 г.

Данная работа представляет результаты актуализации технологически и экономически обоснованной продолжительности внешней части топливного цикла реакторов на быстрых нейтронах в перспективе их широкого внедрения в ядерную энергетику, необходимые для уточнения целевых ориентиров при реализации проектного направления “Прорыв”, объединяющего проекты по формированию технологий реакторов на быстрых нейтронах естественной безопасности и замкнутого ядерного топливного цикла. Представлены результаты системных исследований Частного учреждения “ИТЦП “Прорыв”, подтверждающих возможность перехода ядерной энергетики России на новую технологическую платформу с прохождением этапа двухкомпонентной структуры до конца текущего столетия. Показано, что увеличение продолжительности внешнего ЯТЦ РБН из-за задержки переработки их собственного ОЯТ приводит к росту общесистемной приведенной топливной составляющей стоимости электроэнергии примерно на 1% на каждый дополнительный год задержки. Даны рекомендации по направлениям дальнейших разработок и выбору оптимальных решений для внедрения технологий проекта “Прорыв” при переходе к развертыванию крупномасштабной ядерной энергетики.

Ключевые слова: сценарии развития ЯЭ, двухкомпонентная ядерная энергетика, системное моделирование, ядерный топливный цикл, замыкание ЯТЦ, переработка ОЯТ, высокоактивные отходы, экономика ЯТЦ

DOI: 10.31857/S00022331020010045

Данная работа представляет результаты системного исследования в целях актуализации технологически и экономически обоснованной продолжительности внешней части топливного цикла реакторов на быстрых нейтронах (РБН) в перспективе их широкого внедрения в ядерную энергетику (ЯЭ), необходимые для уточнения целевых ориентиров при реализации проекта “Прорыв”, объединяющего проекты по формированию технологий ЯЭ естественной безопасности на основе РБН и замкнутого ядерного топливного цикла (ЯТЦ).

В качестве исходной информации в части развития энергетики России и ожидаемого вклада ЯЭ использован прогноз ИНЭИ до 2050 г. [1]. Динамика роста мощностей ЯЭ до 70 ГВт(э) к 2100 г. принята в соответствии со сценарием “Базовый-штрих” (далее — “вероятный масштаб развития”), принятым в Стратегии-2018 [2]. Наряду с этим рас-

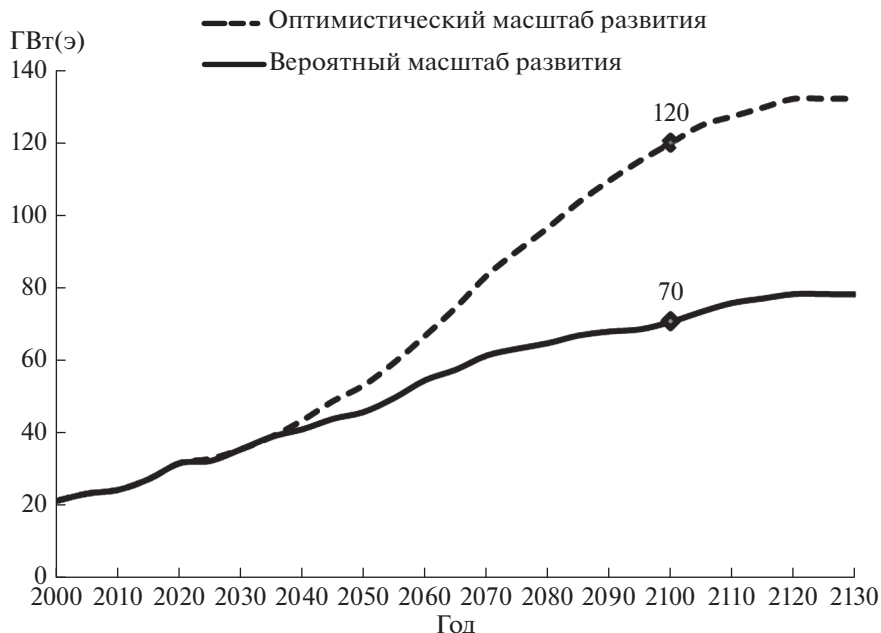


Рис. 1. Предполагаемый рост мощностей ЯЭ России.

смотрен альтернативный “оптимистический масштаб развития” с выходом на 120 ГВт(э), позволяющий более полно представить возможности перехода ЯЭ на новую технологическую платформу (НТП). Соответствующие кривые изменения установленных мощностей ЯЭ России представлены на рис. 1. При увязке общего топливного баланса системы ЯЭ учитывается предполагаемый экспорт генерирующих мощностей (30–50% от внутреннего уровня сначала ВВЭР, затем постепенный переход на РБН) и ядерного топлива, а также объектов пристанционного ЯТЦ в составе промышленных энергокомплексов (ПЭК) с РБН.

Исследование проводилось с использованием динамической системной модели RNPE-CL (Russian Nuclear Power with Export – Cycle Length), созданной с помощью программного продукта “Генератор системных моделей УСМ-1” [3, 4]. На системной модели реализованы сценарии развертывания Российской ЯЭ на НТП с динамической увязкой материальных балансов, с учетом следующих аспектов развития моделируемого объекта:

- наращивание производственных мощностей как внутри страны, так и экспортных с учетом вывода из эксплуатации отработавших срок службы;
- динамические балансы потоков продуктов с учетом специфики формирования ЯТЦ внутри страны и экспортных поставок;
- укрупненная структура затрат, доходов, прибыли (с учетом экспорта) и показатели эффективности в формате общесистемного тарифа безубыточности (SLCOE) и приведенной общесистемной топливной составляющей стоимости электроэнергии (TCC).

Общей начальной точкой для исследуемых сценариев является фактическая структура ЯЭ России на 2015 г., включая реакторы РБМК и ВВЭР, БН-600 и БН-800. Предыстория развития до 2015 г. принята по данным МАГАТЭ [5], на основании которых определены сроки вывода из эксплуатации действующих мощностей с учетом продления срока службы до 45–60 лет.

Предполагается преимущественное использование всех имеющихся топливных ресурсов (плутония из ОЯТ ТР и природного урана с соответствующим обогащением) для ввода РБН и перехода к ЯЭ естественной безопасности, тогда как парк ТР до вывода из эксплуатации продолжает функционировать в традиционном открытом ЯТЦ. Топливные характеристики ТР и РБН с учетом эволюционного повышения глубины выгорания приняты по данным нейтронно-физических расчетов, выполненных в ИТЦП “ПРОРЫВ” [6]. Принято, что потребность в урановом топливе экспортируемых ВВЭР (вплоть до их вывода из эксплуатации) покрывается за счет экспорта из России. Таким же образом обеспечиваются поставки уранового топлива первых загрузок для экспортных РБН.

Для проведения сценарного исследования был разработан набор сценариев, охватывающих достаточно обширную область ключевых параметров, чтобы в результате их сравнительного анализа можно было наметить, по крайней мере, в первом приближении, оптимальные решения в части реализации внешней части замкнутого ЯТЦ разрабатываемых ПЭК с РБН при использовании альтернативных технологий переработки ОЯТ (принятой для начального этапа “гидро” и предположительно более перспективной комбинированной “пиро + гидро” [7]), различной выдержке ОЯТ РБН до переработки, а также с учетом масштабного фактора при создании ПЭК с различным количеством генерирующих блоков, обслуживаемых одним ПЯТЦ.

Во всех сценариях предполагается возможность развертывания парка РБН с использованием различных видов топлива для первых загрузок. Для реактора БРЕСТ-300 в составе ОДЭК и подгруппы реакторов типа БН, которые будут вводиться на начальном этапе перехода к ЗЯТЦ, предусмотрены загрузки СНУП топлива из складского плутония из ОЯТ ТР, включая экс-оружейный. Основная подгруппа РБН (со свинцовым теплоносителем) может использовать тот же плутоний для первых загрузок, а по его исчерпании переходить на плутоний из новых поступлений от продолжающейся и ожидаемой в дальнейшем переработки ОЯТ ВВЭР. Кроме того, все РБН могут в принципе вводиться с первыми загрузками на основе (или с добавлением) обогащенного урана. Последнее топливо является замыкающим, т.е. используется в случае нехватки указанного выше, исходя из требования заданного роста полной мощности системы ЯЭ.

С целью полного использования продуктов и оптимизации экономики ЯТЦ предусмотрено, что при фабрикации/рефабрикацией топлива РБН могут использоваться различные разбавители, добавляемые к делящимся изотопам (воспроизводимым с КВА ~1), прежде всего, регенерат урана от переработки ОЯТ ТР. Поскольку остаточная концентрация U 235 в этом регенерате превышает таковую в природном уране, избыток регенерата направляется на дообогащение с целью получения обогащенного урана для топлива РБН (в первую очередь) и ВВЭР. Таким образом, во второй половине XXI века в России сложится структура двухкомпонентной ЯЭ, которая, однако, будет иметь переходный характер и постепенно превращаться в ЯЭ на новой технологической платформе РБН естественной безопасности с замкнутым ЯТЦ. При этом реализация “вероятного масштаба развития”, показанного на рис. 1, позволит поддержать вклад ЯЭ в общее производство электроэнергии на уровне ~20%, тогда как “оптимистический масштаб развития” мог бы обеспечить увеличение ее вклада и повысить тем самым энергобезопасность страны благодаря снижению зависимости от скудеющих, дорожающих и загрязняющих окружающую среду горючих ископаемых.

Оптимальные решения по развитию НТП ЯЭ на базе технологий проекта “Прорыв” могут быть сформулированы при сравнительном анализе исследованных сценариев с использованием следующих основных критериев:

– Общая безопасность системы ЯЭ может быть оценена полнотой ее перевода на НТП РБН естественной безопасности и ЗЯТЦ на протяжении рассматриваемого интервала времени.

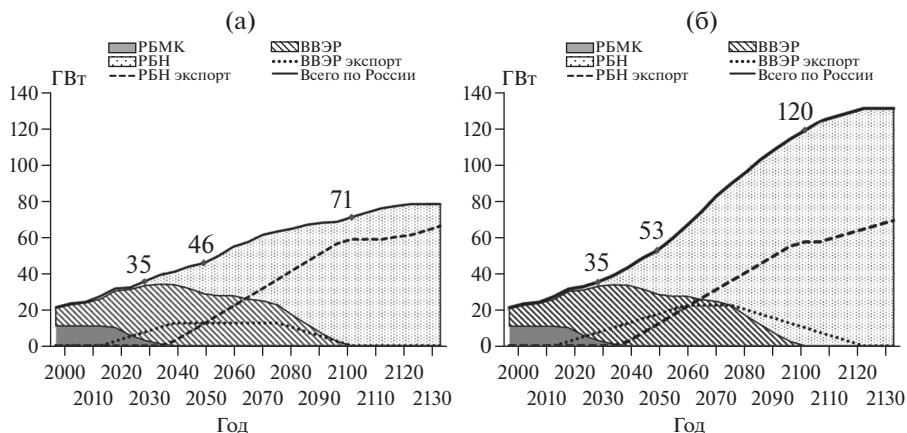


Рис. 2. Установленные мощности АЭС: (а) вероятный масштаб развития; (б) оптимистический масштаб развития.

— Энергобезопасность — определяется сопоставлением полного потребления природного урана с располагаемыми национальными ресурсами и оценкой степени самодостаточности установившегося топливного баланса.

— Потенциальная опасность радиоактивных отходов в плане количества хранимого ОЯТ и ВАО, в том числе наиболее опасных долгоживущих актинидов (U, Pu и минорные Np, Am, Cm).

— Минимальные абсолютные затраты на развитие системы ЯЭ и их относительное выражение по отношению к достигнутой мощности генерации на НТП.

— Минимальные приведенные (дисконтированные) затраты на развитие системы ЯЭ в формате приведенной общесистемной стоимости электроэнергии (SLCOE, или системный тариф безубыточности). Поскольку главным объектом рассмотрения в данном исследовании является ЯТЦ, в качестве основного показателя вместо SLCOE использован и его аналог для собственно ЯТЦ — приведенная общесистемная топливная составляющая стоимости электроэнергии (ТСС).

Структура генерирующих мощностей АЭС России формируется по-разному в зависимости от общего масштаба развития, с учетом принятого времени прекращения ввода ВВЭР в 2040 г. Динамика развития мощностей АЭС для двух масштабов развития показана на рис. 2, включая изменения установленных мощностей ВВЭР и РБН, поставляемых за рубеж. Принято, что ВВЭР-ТОИ экспортируются по 2 блока за 5 лет до 2040 г. в вероятном сценарии и до 2060 г. в оптимистическом. Экспорт РБН начинается с 2 блоков за 5 лет к 2040 г. и затем поддерживается на уровне 4 блоков за 5 лет до конца века.

Влияние масштаба развития в плане обращения с ОЯТ ВВЭР иллюстрируется рис. 3, где показана динамика изменения накопленного запаса ОЯТ и темпа его переработки вплоть до прекращения притока с выводом ВВЭР из эксплуатации. В варианте (б) (оптимистический масштаб развития) во второй половине века задан более высокий темп переработки, компенсирующий повышенное поступление ОЯТ от экспортных АЭС.

Принятое время начала массовой переработки — ввод завода РТ-2 в 2040 г. — позволяет обеспечить хранение накапливаемого ОЯТ в действующем хранилище емкостью 15000 т («мокрое» + «сухое») [8]. Представленные на этом рисунке графики являются репрезентативными (в рамках каждого из рассматриваемых масштабов развития) для всех обсуждаемых ниже сценариев с вариациями параметров, относящихся к ЯТЦ РБН.

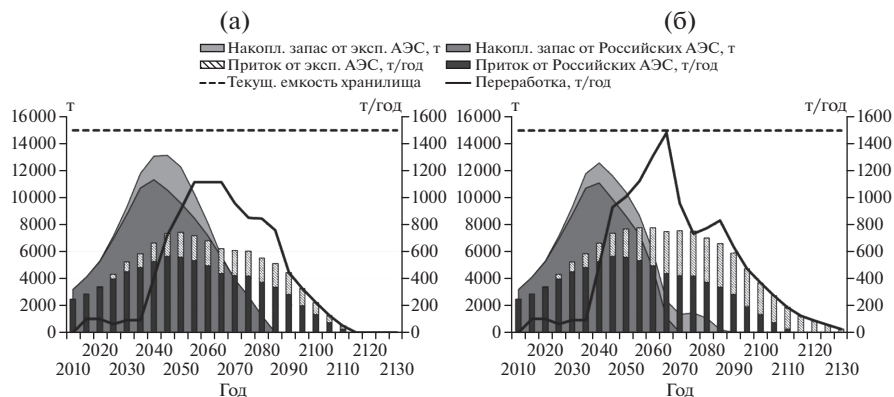


Рис. 3. Накопление и переработка ОЯТ ВВЭР (ввод РТ-2 в 2040 г.): (а) вероятный масштаб развития; (б) оптимистический масштаб развития.

Продолжительность выдержки ОЯТ РБН до переработки определяет длительность их внешнего топливного цикла. Из материалов проектных проработок следует, что ОЯТ РБН должен выдерживаться во внутриреакторном хранилище 1–1.5 года, а производственный цикл ПЯТЦ, включая переработку ОЯТ и рефабрикацию топлива, требует около 1 года. С учетом этих данных при выборе сценариев исследования минимальная длительность внешнего ТЦ РБН была принята равной 2 годам, а вариации длительности задавались значениями 4, 6 и 8 лет.

Увеличение длительности внешнего ТЦ РБН в указанных пределах приводит к значительному накоплению ОЯТ в ПЯТЦ, как показано на рис. 4. Это требует включения в структуру ПЯТЦ промежуточного хранилища ОЯТ, что должно влиять, в частности, на величину инвестиций в ЯТЦ, которые обсуждаются ниже.

Динамика переработки ОЯТ ВВЭР определяет получаемые объемы исходных продуктов для производства топлива РБН, к которым относятся энергетический плутоний с действующего завода РТ-1, *U-Pu* регенерат (с концентрацией плутония, повышенной до нужного уровня для топлива РБН путем частичного отбора урана) с будущего завода РТ-2, а также регенерат урана для добавления к плутонию со склада и к *U-Pu* регенерату с избыточной концентрацией плутония из пристанционных модулей переработки (МП) в составе ПЭК с РБН. Баланс этих продуктов с учетом динамики ввода/вывода генерирующих мощностей диктует общесистемную структуру топливотребления, которая показана на рис. 5.

Для иллюстрации представлены два сценария для различных масштабов развития при прочих равных условиях (одинаковая продолжительность внешней части ЗЯТЦ – 2 года). Показаны все виды потребляемого топлива (за исключением регенерированного топлива РБН, которое производится в ПЯТЦ экспортированных ПЭК). Фактор масштаба развития, помимо общего объема топливотребления, проявляется, главным образом, в увеличении к концу века и далее доли замыкающего уранового топлива РБН, которое требуется для обеспечения заданного темпа их ввода по мере вывода из эксплуатации реакторов ВВЭР как источников “стороннего” плутония для стартового топлива РБН. Следует заметить однако, что этот факт отнюдь не свидетельствует о необходимости сохранения парка ВВЭР, поскольку затраты урана на стартовое топливо РБН дают в 6–7 раз больше плутония для их дальнейшей работы, чем при использовании урана в ВВЭР.

Длительность внешней части ЗЯТЦ обусловлена, в основном, временем выдержки ОЯТ РБН до переработки. Увеличение выдержки облегчает условия переработки, в

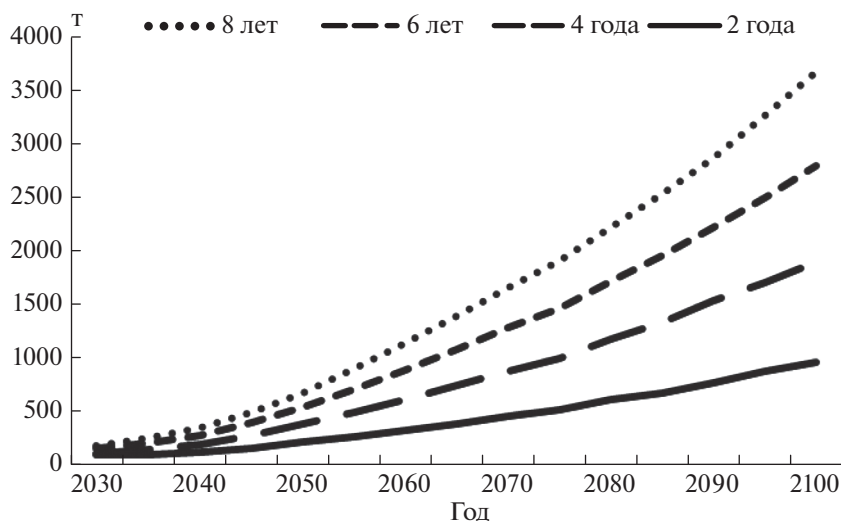


Рис. 4. Накопление ОЯТ РБН при различной длительности внешнего топливного цикла.

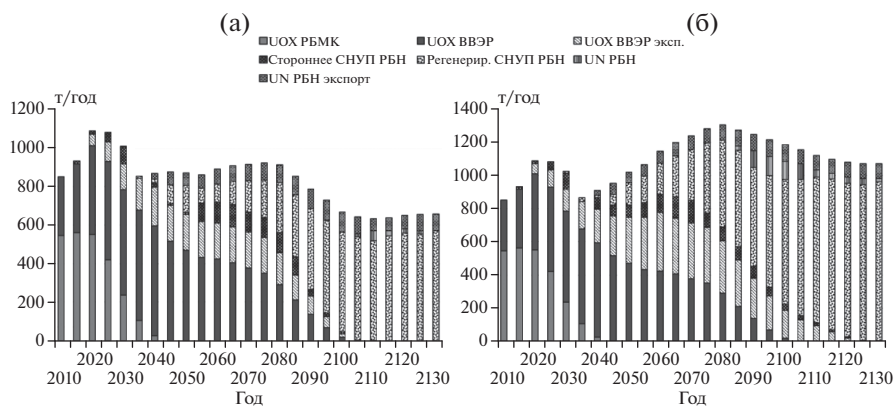


Рис. 5. Потребление топлива АЭС (длительность внешнего ЯТЦ РБН 2 года): (а) вероятный масштаб развития; (б) оптимистический масштаб развития.

том числе применение референтной гидрометаллургической технологии, а также позволяет ограничиваться формированием меньшего количества остеклованных ВАО на тонну переработанного ОЯТ благодаря повышению концентрации продуктов деления во вмещающей матрице, исходя из ограничения по удельному тепловыделению в соответствии с требованиями национального оператора РАО. С другой стороны, задержка переработки ОЯТ РБН приводит к необходимости создания в составе МП ПЯТЦ промежуточного хранилища ОЯТ и, главное, увеличивает время замыкания ЯТЦ для каждого нового ПЭК, а, стало быть, и потребность во внешних топливных ресурсах для первых подпиток (либо в виде “стороннего” плутония, либо обогащенного урана). Влияние этого фактора на структуру топливopotребления показано на рис. 6 на примере двух сценариев — с минимальной и с максимальной задержкой переработки ОЯТ РБН.

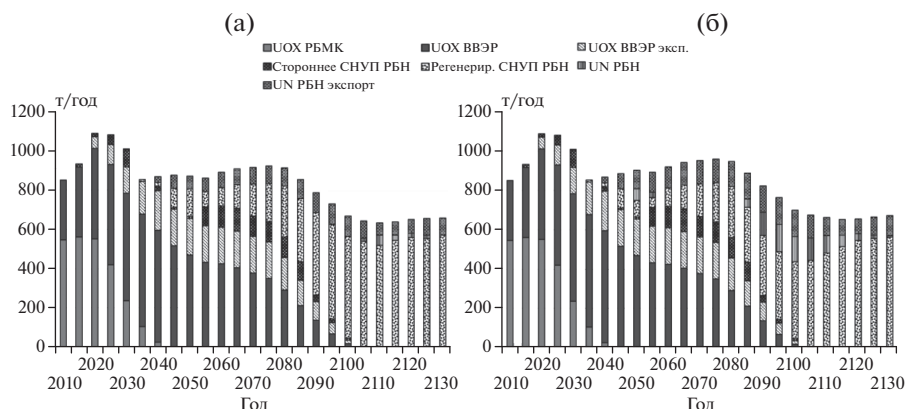


Рис. 6. Потребление топлива АЭС (вероятный масштаб развития): (а) внешний ЯТЦ РБН 2 года; (б) внешний ЯТЦ РБН 8 лет.

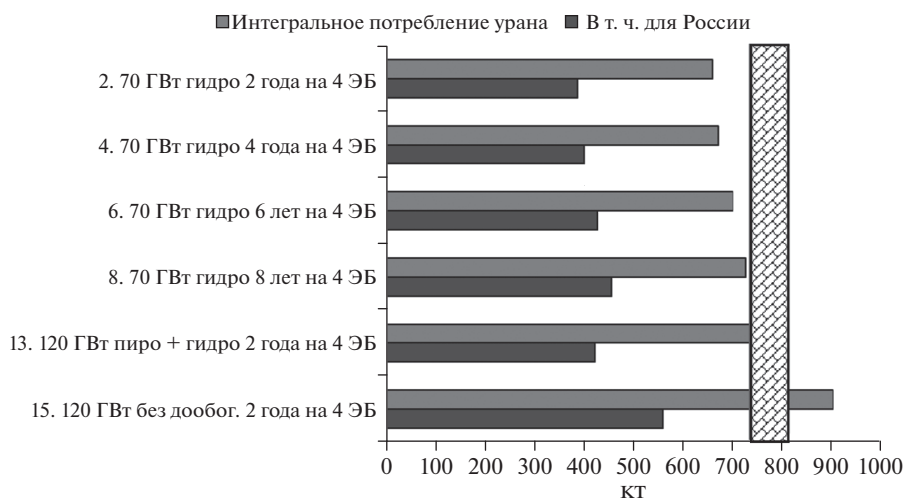


Рис. 7. Интегральное потребление урана до 2100 г. в сравнении с национальными запасами.

Из рисунка 6 видно, что доля собственного регенерированного топлива РБН при вероятном масштабе развития (с относительно вялой динамикой роста мощностей) и задержке переработки ОЯТ до 8 лет существенно снижается, меняя топливный баланс. Так, если задержка переработки составляет 2 года (вариант а), то потребность в замыкающем урановом топливе не возникает до конца века, а при задержке 8 лет (вариант б) она проявляется на протяжении ~10 лет уже в середине века, а к 2100 г. достигает ~25% от общего топливопотребления РБН. Аналогичным образом задержка переработки влияет и на топливный баланс ПЭК, поставляемых за рубеж. На рис. 6 это проявляется в увеличении количества экспортируемого уранового топлива для их первых загрузок и начальных подпиток.

На рисунке 7 сравнивается интегральное потребление природного урана до 2100 г. для ряда сценариев, различающихся по этому показателю. Основным параметром ЗЯТЦ, влияющим на потребление урана в рамках заданного масштаба развития системы ЯЭ является задержка переработки ОЯТ РБН, т.е. длительность внешней части ЯТЦ.

Хотя на уровне мощностей АЭС, достигаемом при вероятном масштабе развития, рост потребления урана не выглядит существенным: изменение длительности внешнего ЯТЦ с 2 до 8 лет дает ~17.5% увеличение прироста с 388 кт до 456 кт, т.е. потребность в уране остается примерно вдвое ниже ограничения по национальным запасам с учетом зарубежных активов (ограничительная полоса на рис. 7).

Реализация оптимистического масштаба развития с достижением к концу века 120 ГВт(э) вместо 70 ГВт(э) при вероятном масштабе, благодаря увеличению доли РБН в структуре генерирующих мощностей (см. рис. 2), требует повышения расхода ресурсов урана лишь на 9%, что видно из сравнения сценариев 2 и 13 на обсуждаемом рис. 7.

Наиболее значительное увеличение расхода ресурсов урана могло бы потребоваться в случае отказа от использования дообогащения регенерата урана, получаемого при переработке ОЯТ ВВЭР (сценарий 15 против сценария 13 на этом же рисунке): интегральный расход урана к концу века в этом случае возрос бы примерно на 1/3, с 422 до 560 кт.

При принятых в данном исследовании масштабах экспорта ВВЭР и РБН (~30–50% от внутреннего уровня) и топлива для них общие потребности в уране остаются в пределах национальных запасов при вероятном масштабе развития, но становятся сопоставимыми с ограничением в случае перехода к оптимистическому масштабу развития. Это может потребовать особого рассмотрения в плане политики использования национальных ресурсов.

В части производства топлива основное внимание в данном исследовании было сосредоточено на пределах ЗЯТЦ, тогда как инвестиции в развитие базы обогащения урана не рассматривались. Допустимость такого подхода подтверждается полученными результатами, которые показали, что ни в одном из рассмотренных сценариев потребности в работе разделения не превышают существующие мощности разделительных производств (~20 МЕРР/год).

Задержка переработки ОЯТ в ЯТЦ РБН, помимо отмеченного выше влияния на топливный баланс и потребление природного урана, непосредственно сказывается на технико-экономических характеристиках комплекса ПЯТЦ, в частности, на требуемой емкости промежуточного хранилища ОЯТ и его стоимости.

На рисунке 8 показано сравнение накопленных объемов ОЯТ РБН к концу века для сценариев с различной длительностью внешнего ЯТЦ.

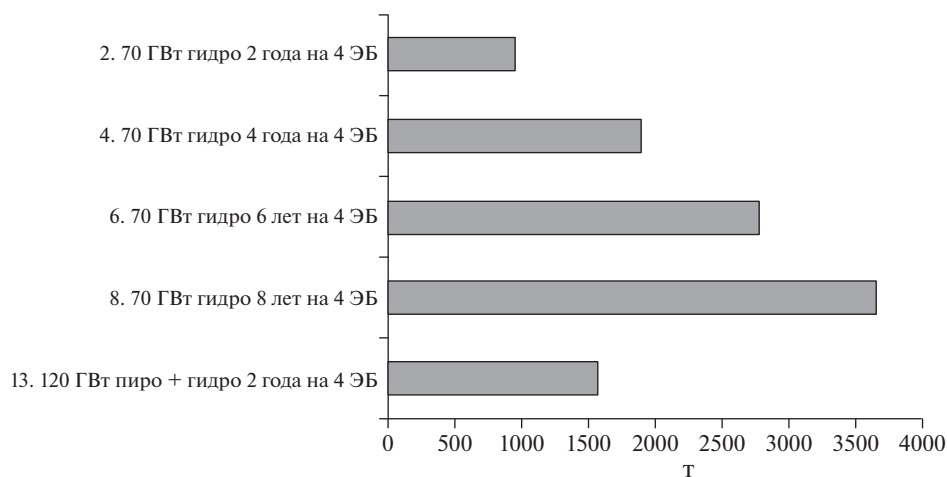


Рис. 8. Накопленные объемы ОЯТ РБН к 2100 г. при различной длительности внешнего ЯТЦ.

Сопоставление сценариев 2 и 13 на данном рисунке показывает, что при прочих равных условиях рассматриваемое накопление ОЯТ РБН примерно соответствует масштабу развития системы ЯЭ с соотношением 120/70 ГВт(э) к 2100 г.

Из сравнения сценариев 2, 4, 6 и 8 видно, что объем накопления прямо пропорционален длительности внешнего ЯТЦ, и в последнем случае может достигнуть уровня, сравнимого с сегодняшним количеством хранимого ОЯТ ВВЭР (рис. 3). При этом следует иметь в виду, что указанные объемы ОЯТ РБН будут рассредоточены по многим ПЭК с ПЯТЦ, и удельные (на тонну ОЯТ) затраты на хранилища в их составе, в силу неблагоприятного масштабного фактора, должны быть больше, чем для существующих централизованных хранилищ ОЯТ ТР.

Различия требуемых инвестиций в ЯТЦ РБН в рассмотренных сценариях обусловлены следующими факторами:

- 1) масштабный фактор мощности ПЯТЦ в соответствии с числом ЭБ, обслуживаемых в составе одного ПЭК;
- 2) наличие в составе МП ПЭК временного хранилища ОЯТ РБН и его масштабирование в соответствии с мощностью ПЭК и временем выдержки ОЯТ;
- 3) технологический фактор, отражающий изменение стоимости оборудования при использовании различных технологий переработки ОЯТ (гидро или пиро + гидро);
- 4) масштаб развития ЯЭ в целом и предприятий ЯТЦ в ее составе.

Инвестиции в переработку ОЯТ и изготовление топлива ТР в данном исследовании зависят только от масштаба развития ЯЭ и остаются постоянными при вариации факторов, связанных с ЯТЦ РБН. Их общее воздействие сказывается на показателе интегральных инвестиций для всей двухкомпонентной системы ТР+РБН, представленном на рис. 9.

Наибольший эффект на требуемый объем инвестиций в ЯТЦ оказывает масштабный фактор ПЭК. При вероятном масштабе развития с эволюционным переходом от

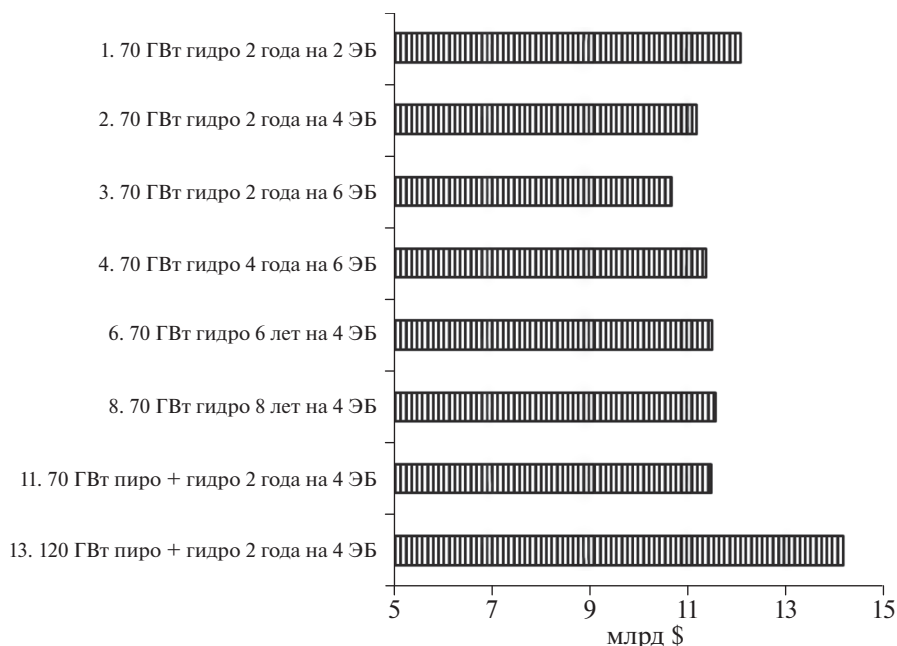


Рис. 9. Интегральные инвестиции в ЯТЦ.

2-блочных ПЭК к 4-блочным и затем к 6-блочным до середины века по сравнению с постоянной 2-блочной опцией интегральные инвестиции в ЯТЦ снижаются на 13%, т.е. на 1.4 млрд долл.

Влияние длительности внешнего ТЦ РБН на требуемые инвестиции в общий ЯТЦ системы ЯЭ оказывается незначительным: интегральный объем инвестиций до конца века при увеличении упомянутой длительности с 2 до 8 лет возрастает примерно на 3.5% (в сравнении с 4-кратным увеличением накапливаемого объема ОЯТ РБН, показанного выше). Это свидетельствует, в частности, об относительно небольшом вкладе хвостовой части ЯТЦ РБН в общесистемный, а иными словами, говорит о его эффективности.

Производство регенерированного СНУП топлива, как и переработку ОЯТ РБН, предполагается реализовать в пристанционном исполнении. Объемы производства практически совпадают с объемами ОЯТ РБН, поступающими на переработку в каждом из действующих ПЭК, и растут вместе с ростом действующих мощностей РБН. Поэтому установленные мощности топливного производства в рамках ПЯТЦ должны расти сравнительно небольшими ступенями, следуя за вводом блоков РБН в составе отдельных ПЭК. Соответственно, удельные КВЛ в модуле производства топлива приняты, исходя из масштаба производства для 2-х, 4-х или 6-ти блоков в России и 2-х блоков при поставках на экспорт.

Оценка стоимости природного урана основана на данных Белой книги ЯЭ России 2001 г. [9], по которым с помощью линейной интерполяции был получен профиль изменения стоимости извлечения урана (в относительных единицах) при использовании ресурсов различных категорий, выражаемых в килотоннах (рис. 10 [4]). Динамика ожидаемого фактического роста стоимости природного урана во времени определяется с учетом интегрального потребления для каждого конкретного сценария. При этом используется единый нормирующий коэффициент, который позволяет делать привязку данных к актуальным значениям, принимаемым в мире и отрасли на текущий момент. В данной работе актуальная стоимость природного урана принята на уровне \$100/кг.

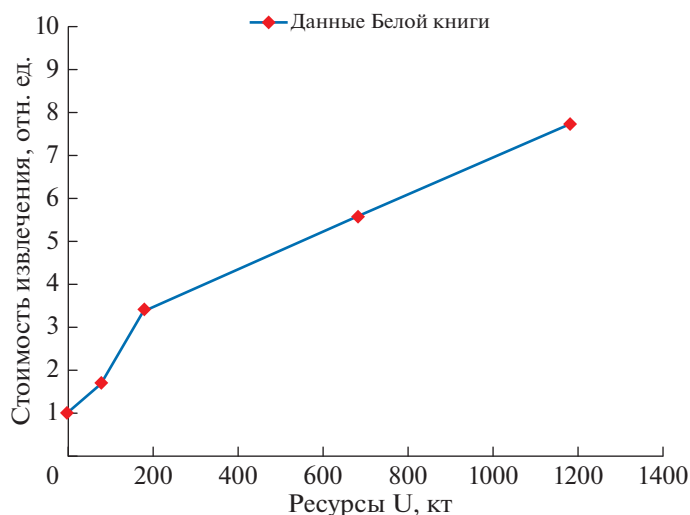


Рис. 10. Профиль стоимости извлечения природного урана для России.

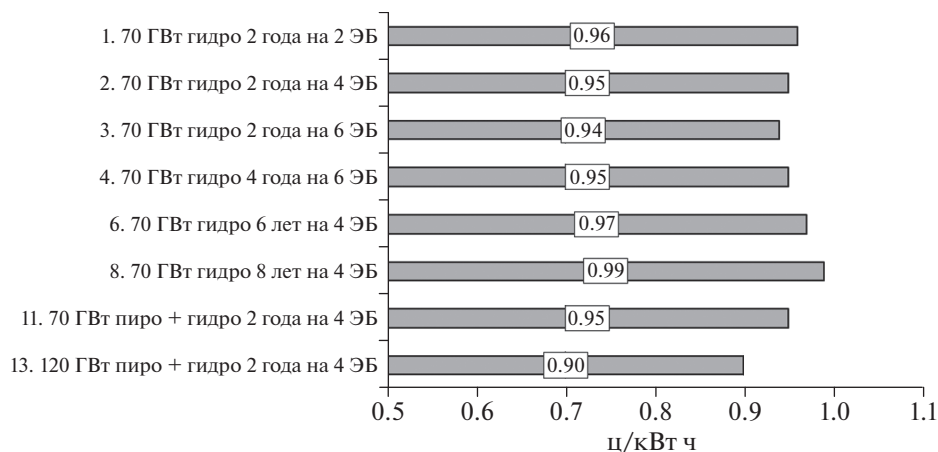


Рис. 11. Общесистемная приведенная топливная составляющая.

В части стоимости “стороннего” $U-Pu$ топлива для РБН исходные делящиеся материалы, т.е. плутоний и регенерат $U-Pu$, как и регенерат урана из ОЯТ ВВЭР, считаются “бесплатными”, поскольку затраты на переработку ОЯТ ТР полностью отнесены в виде соответствующих отчислений к себестоимости вырабатываемой ими электроэнергии. С точки зрения взаимоотношений генерирующих систем на базе ВВЭР и РБН такой подход следует считать компромиссным между двумя крайними концепциями отношения к плутонию, наработанному в ОЯТ ВВЭР: 1) с позиции генерирующих компаний, использующих реакторы ВВЭР и исторически не привыкших (при поддержке государства) платить за переработку ОЯТ, — раз плутоний нужен для топлива РБН, то последние должны за него платить, т.е. оплачивать переработку ОЯТ ВВЭР; 2) с позиции ясно выраженных рыночных отношений, плутоний является опасным отходом, и связанные с его утилизацией затраты должны покрываться его производителями, а если для системы в целом сжигание плутония в РБН предпочтительнее его захоронения, то АЭС с РБН должны получать за это определенный кредит (т.е. стоимость “стороннего” плутония для них отрицательна). Стоимость же собственного регенерированного топлива РБН естественно включает затраты на переработку их собственного ОЯТ.

Общесистемная приведенная топливная составляющая стоимости электроэнергии ТСС определяется по аналогии с тарифом безубыточности $SLCOE$, но с учетом не полных затрат, а лишь относящихся к топливу (без первых загрузок, стоимость которых включается в КВЛ энергоблоков). Ее значения для ряда сценариев, различающихся по этому показателю, представлены на рис. 11.

Показатель общесистемной приведенной ТСС в принятых условиях по отношению к варьируемым данным ЯТЦ РБН довольно консервативен. Масштабный фактор ПЭК дает закономерное, но слабо выраженное снижение приведенной ТСС при увеличении числа ЭБ в составе ПЭК с 2-х до 6 (сценарии 1–3). Здесь сказывается то, что ввод ПЭК с увеличенным числом ЭБ не предполагается ранее 2045–50 гг., и выигрыш в абсолютных затратах при этом нивелируется процедурой дисконтирования.

Увеличение продолжительности внешнего ЯТЦ РБН из-за задержки переработки их собственного ОЯТ (сценарии 2, 4, 6, 8) приводит к росту общесистемной приведенной ТСС примерно на 1% на каждый дополнительный год задержки. Исключение представляют сценарии 2 и 4, показывающие одинаковую ТСС при увеличении за-

держки переработки ОЯТ РБН с 2 до 4 лет. Причина в том, что в сценарии 2 с минимальным временем выдержки ОЯТ до переработки в сравнении со сценарием 4 отсутствуют затраты на временное хранилище ОЯТ, но затраты на обращение с РАО больше в силу производства большего количества остеклованных ВАО в соответствии с ограничением по тепловыделению.

Сравнение сценариев 4 и 11 показывает, что переход от гидрометаллургической технологии переработки ОЯТ РБН к предположительно более дорогой пиро + гидро с одновременным сокращением внешнего ЯТЦ с 4 до 2 лет не влияет на величину ТСС.

Наиболее заметный выигрыш ~5% может быть получен в случае оптимистического масштаба развития ЯЭ (ср. сценарии 11 и 13).

В целом по результатам работы могут быть даны следующие рекомендации по направлениям дальнейших разработок и выбору оптимальных решений для внедрения технологий проекта “Прорыв” при переходе к развертыванию крупномасштабной ЯЭ:

- при развертывании ПЭК с РБН следует на уровне отрасли (и во взаимодействии со смежными отраслями) искать решения, способствующие скорейшему созданию крупных энергоцентров на базе ПЭК, включающих максимальное количество ЭБ;

- в дальнейших проектных разработках модулей переработки в составе ПЯТЦ рекомендуется в качестве основных рассматривать варианты с выдержкой ОЯТ 2–4 года, без включения и с включением промежуточного хранилища ОЯТ соответственно;

- в ближайшей перспективе проектных работ необходимо получить технико-экономические обоснования с учетом масштабных факторов переделов ЗЯТЦ по следующим направлениям:

- 1) “чистая” пиро-технология (без гидрометаллургии) переработки ОЯТ РБН с выдержкой 1–2 года;

- 2) уточнение экономических показателей комбинированной пиро + гидро технологии переработки ОЯТ РБН с выдержкой 1–2 года;

- 3) промежуточное хранилище ОЯТ в составе МП;

- 4) производство иммобилизованных ВАО при переработке ОЯТ РБН с выдержкой 1–2 года.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Прогноз развития энергетики мира и России 2016. ИНЭИ РАН, Аналитический центр при правительстве Российской Федерации. Москва, 2016.
2. Стратегия развития ядерной энергетики России до 2050 года и перспективы на период до 2100 года. ГК “Росатом”, 2018.
3. *Муравьев Е.В.* Генератор системных моделей УСМ-1. Препринт НИКИЭТ ЕТ-08/75, 2008.
4. Системные исследования в обоснование стратегии развития ядерной энергетики / *Е.В. Муравьев*. М.: АО “НИКИЭТ”, 2019. 412 с.
5. Nuclear Power Reactors in the World. Reference Data Series No. 2, IAEA, 2005.
6. *Egorov A.V., Khomyakov Yu.S., Rachkov V.I., Rodina E.A., Suslov I.R.* Minor actinides transmutation in equilibrium cores of next generation FRs. Nuclear Energy and Technology 5(4): 353–359. December 2019.
7. *Шадрин А.Ю., Кащеев В.А., Двоеглазов К.Н., Масленников А.Г., Мочалов Ю.С., Жданова О.В., Волк В.И., Устинов О.А.* Методы переработки смешанного U-Pu ОЯТ реакторов на быстрых нейтронах с повышенным выгоранием и малым временем выдержки. Журнал ВАНТ. Вып. 4. 2016.
8. Техничко-экономические исследования эффективности РЕМИКС-технологии в ядерно-энергетической системе с замкнутым топливным циклом. № Госрегистрации 4178. АО “АТОМПРОЕКТ” Госкорпорации “Росатом”, Санкт-Петербург, 2014.
9. Белая книга ядерной энергетики / под общ. ред. *Адамова Е.О.* – М.: НИКИЭТ, 2001.

Optimization Study for the Fast Reactor External Fuel Cycle Length at the Stage of the Two-Component Nuclear Power System

A. A. Kashirsky^{a, *} and E. V. Muraviev^{a, **}

^aITC for “PRORYV” Project, Moscow, Russia

**e-mail: kana@proryv2020.ru*

***e-mail: meb@proryv2020.ru*

The article presents an updated study on making a case for a technologically and economically optimal fast reactor external fuel cycle length in relation to a large-scale nuclear power system. The obtained results are required for the refinement of reference targets for “PRORYV” project that integrates R&D efforts in the fast reactors and the closed nuclear fuel cycle areas. The presented results of the system study conducted at the ITC “PRORYV” confirm the feasibility of Russian nuclear power transition before the century’s end to a new technological platform utilizing a temporary two-component structure. Extending fast reactor external fuel cycle length due to delays in spent nuclear fuel reprocessing results in approximately 1% increase of the discounted system fuel cost component for each additional year of the delay. Recommendations are given for further development and optimal decision selection in the course of “PRORYV” technologies implementation within a large scale nuclear power system.

Keywords: nuclear power development scenarios, two-component nuclear power, system modeling, nuclear fuel cycle, closed NFC, SNF reprocessing, high-level waste, NFC economics