

ВЫРОЖДЕННЫЕ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ ЯЭУ

А.В. Клименко

ОФ «Институт системно-экономических исследований им. Я.В. Шевелёва»

144001, г. Электросталь, Московская обл., ул. К. Маркса, 6а

НИЯУ «МИФИ»

115409, г. Москва, Каширское шоссе, 31



Оптимизация больших систем экономики и энергетики приводит к вырожденным решениям большой размерности [1, 2]. Это очень сильное математическое усложнение. Однако оно позволяет рассматривать будущее развитие энергетики как совместную работу ядерных энергетических установок (ЯЭУ), энергетических установок (ЭУ) на угле, энергетических установок на газе. Для этого нужна системная оптимизация параметров ЯЭУ.

Если энергоустановка определенного типа не вошла в оптимальный план развития энергосистемы, то она по определению неоптимальна и, следовательно, неконкурентоспособна.

ЯЭУ может войти в оптимальный план развития энергосистемы. При этом, если в локально-оптимальных планах развития энергосистемы введенные ранее в эксплуатацию энергоблоки (ЯЭУ) после работы их на некотором временном отрезке прерывают несение нагрузки (энерговывработку) до «нуля» на срок, превышающий регламентные работы, то это свидетельствует о неоптимальности выбранных параметров и режимов работы. Такие ЯЭУ проявляют конкурентоспособность только на временных участках, когда энергосистема позволяет им нести нагрузку.

Если введенные в эксплуатацию энергоблоки (ЯЭУ) прекращают свою работу (выводятся из эксплуатации) раньше проектного срока службы не по причинам «морального» устаревания, то это свидетельствует о неоптимальности выбранных параметров и режимов работы. И это тоже свидетельствует о недостаточной конкурентоспособности этих ЯЭУ.

Конкурентоспособной может считаться ЯЭУ, которая вошла в оптимальный план развития энергосистемы и отработала без прерываний в режиме несения нагрузки по энерговывработке проектный срок службы.

Ключевые слова: вырожденная задача оптимизации, экономика, энергетика, энергосистема, энергоустановка, ядерная энергетическая установка, оптимальность, неоптимальность, норма дисконтирования, конкурентоспособность, неконкурентоспособность.

ОПТИМАЛЬНЫЕ ПЛАНЫ РАЗВИТИЯ РОССИИ ДЛЯ ЭКОНОМИК С РАЗНОЙ ЦЕНОЙ ВРЕМЕНИ

Для анализа развития ядерной энергетики (ЯЭ) России все исходные данные, метод оптимизации и инструмент оптимизации – код TOBAS – взяты из [3 – 8]. Отметим некоторые из них.

Виды энергоустановок. В ЯЭ России разрешен ввод в эксплуатацию на всем интервале в 150 лет оптимального планирования ЯЭУ с реакторными установками двух ти-

© А.В. Клименко, 2016

пов: **В-О** – урановый водо-водяной энергетический (тепловой) реактор ВВЭР-1000 для работы в открытом ЯТЦ [9]; **ВЗ** – уран-плутониевый водо-водяной энергетический (тепловой) реактор ВВЭР-1000 для работы в замкнутом ЯТЦ [9]. Также разрешен ввод в эксплуатацию с 30 года интервала оптимального планирования ЯЭУ с реакторными установками еще семи типов: **В-Пу** – уран-плутониевый водо-водяной энергетический (тепловой) реактор ВВЭР-1000 для работы в замкнутом ЯТЦ (все делящиеся материалы заменены на плутоний) [9]; **СВБР** – свинцово-висмутовый энергетический (быстрый) реактор СВБР-100 с топливом из урана, плутония, минорных актиноидов (МА) для работы в замкнутом ЯТЦ [10]; **БН** – натриевый уран-плутониевый энергетический (быстрый) реактор БН-1200 (двухконтурная схема ЯЭУ) для работы в замкнутом ЯТЦ [11]; **БН-Т** – натриевый уран-плутониевый энергетический (быстрый) реактор БН-1200 (трехконтурная схема ЯЭУ) для работы в замкнутом ЯТЦ [11]; **БРЕСТ** – свинцовый уран-плутониевый энергетический (быстрый) реактор БРЕСТ-1200 для работы в замкнутом ЯТЦ [12]; **ВК** – водяной кипящий корпусной быстрый энергетический реактор ВККБР-1035 для работы в замкнутом ЯТЦ [13]; **ЖСР** – жидкосолоевой энергетический (быстрый) реактор ЖСР-1650 для работы в замкнутом ЯТЦ [14]. ЖСР вырабатывает электроэнергию и сжигает МА. Суммарная мощность ЯЭУ типа ЖСР и режимы их работы оптимизировались в каждый момент времени так, чтобы к концу интервала планирования (150 лет) склад МА всей энергосистемы России был пуст (т.е. запас склада МА был равен нулю).

Традиционная энергетика (тепловые электростанции – ТЭС) представлена [3 – 5, 15 – 17] двумя ЭУ (каждая со своей энерготехнологией) для угольной энергетики – **У1, У2** и двумя ЭУ для энергетики на природном газе и газе сланцевого происхождения – **Г1, Г2**.

Остальные характеристики математической модели, включая верхний (ВУ) и нижний (НУ) уровни спроса на энерговыработку энергосистемой, принимались такими же, как и в [4, 7].

Некоторые стоимостные характеристики. Функционал, суммарные приведенные затраты на всю программу развития энергосистемы России, измеряется в Т\$. Функционал плана с участием ЯЭ разбит на две части. Одна часть включает в себя все затраты без оплаты ущерба от тяжелых аварий типа «Чернобыльской», другая часть (Δ) – оплату ущерба от тяжелой аварии типа «Чернобыльской» в зависимости от вероятности тяжелой аварии (ВТА) [7, 18].

Срок службы ЯЭУ принимался равным 60-ти годам; ЭУ на угле – 40-ка годам, если установка вводится до 50-го года интервала планирования, и 60-ти годам, если установка вводится после 50-го года интервала планирования; ЭУ на газе – 20-ти годам, если установка вводится до 50-го года интервала планирования, и 60-ти годам, если установка вводится после 50-го года интервала планирования. Предполагалось, что любая из перечисленных ЯЭУ и ЭУ работоспособны в течение срока службы (с учетом регламентированных капитальных и текущих ремонтов, модернизации, снятия с эксплуатации – все виды работ учтены в функционале конкретных ЯЭУ и ЭУ).

За начало (ноль) интервала оптимального планирования принят 2000 год. Будем ситуационно различать состояние экономики России по значению нормы дисконтирования (равной эффективной процентной ставке) в интервале от 5 до 15%/год и выше.

В статье на всех рисунках оптимальные планы представлены графиком только одной характеристики – текущей мощности (загрузки) во времени как отдельных энерготехнологий, так и суммарной по всем энерготехнологиям. Выделенные площади на рисунках представляют энерговыработку для указанной энерготехнологии.

ЛОКАЛЬНАЯ ОПТИМАЛЬНОСТЬ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЕ ЯЭУ, ЭУ НА УГЛЕ И ГАЗЕ

Как отмечалось в [8], если уже сегодня переводить производство энергии в энергосистеме России только на ЯЭУ, то придется столкнуться с решением больших экономи-

ческих и социальных проблем страны. Рассмотрение этого варианта полезно при оптимизации параметров ЯЭУ. А как выглядит структура энергетики России, в которой господствуют ЭУ на угле и газе, при постепенном (мягком) внедрении в нее ЯЭУ?

При решении вырожденной задачи оптимизации энергосистемы России нас будут интересовать кратеры [1, 2], в локально-оптимальных планах которых присутствует ЯЭ, причем эти локально-оптимальные планы должны быть не хуже планов из [7, 18] (в этих планах ЯЭ отсутствует, а в энергосистеме присутствуют только ЭУ на угле и ЭУ на газе). Другими словами, нас будут интересовать кратеры с локально-оптимальными планами, в которых вся энерговыработка энергосистемы России производится совместно на угольных ЭУ, газовых ЭУ и ЯЭУ, и значения функционалов для таких планов не должны превышать значения функционалов для локально-оптимальных планов без ЯЭ из [7, 18]. Такие решения соответствуют точкам $A(0,y,z)$, $A(x,y,0)$ (см. [1, 2], рис. 3).

Такие планы позволяют обратить внимание ядерщиков на имеющиеся резервы в выборе оптимальных параметров проектируемых и перспективных ЯЭУ. Другими словами, традиционно спроектированные ЯЭУ по физико-техническим критериям, помещенные в энергосистему с жесткой конкуренцией со стороны других энерготехнологий (не обязательно ядерных), могут оказаться неоптимальными с точки зрения экономики энергосистемы и вытесненными из структуры энергосистемы. Чтобы знать уязвимые места ЯЭУ при работе их на рынке спроса (в энергосистеме), следует оптимизировать структуру энерговыработки в энергосистеме при наличии в ней ЯЭУ по экономическому критерию на бесконечном интервале планирования.

Ввод в эксплуатацию ЯЭУ ограничивался важным интегральным параметром – суммарная приведенная (дисконтированная) плата за тяжелые аварии на всем интервале оптимального планирования не должна превышать уровень величины $\sim 1,3$ Т\$ при вероятности тяжелой аварии (ВТА), равной 10^{-5} реакторолет $^{-1}$ в экономике с эффективной процентной ставкой 5%/год. Для экономики с другими процентными ставками эта величина пересчитывалась (приводилась в соответствие процентным ставкам 10, 15 и т.д. %/год). Отмеченная величина суммарной оплаты за тяжелые аварии во многом субъективная, и отражает представления автора о допустимой обществу оплате такого ущерба. Эта величина – одно из сильных ограничений на развитие ЯЭ и оценивалась так. В [19, 20] были выполнены расчеты оптимального развития энергетики мира на традиционных энерготехнологиях (уголь, нефть, газ, гидро) без участия ЯЭ на интервале 500 лет с нормой дисконтирования 5%/год. Это развитие требует от общества приведенных затрат в размере ~ 122 Т\$ США по курсу 1998 г. Полученный оптимальный план является вырожденным и соответствует точкам $A(x,0,z)$ (см. [1, 2], рис.3). Как показано в [7, 18], увеличение этих приведенных затрат на 1 – 2% не сильно меняет величину функционала и позволяет рассматривать планы, недалеко отстоящие от локально-оптимального плана. Однако эти планы с другой структурой – в них среди энерготехнологий-конкурентов присутствуют еще и ЯЭУ. Эта добавка в 1% и составляет величину ограничения $\sim 1,3$ Т\$ суммарной приведенной оплаты за тяжелые аварии, если к мировой выработке энергии традиционными энерготехнологиями подключить ядерные энерготехнологии.

ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ С ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОЦЕНТНОЙ СТАВКОЙ 5%/ГОД

На рисунке 1 показаны графики текущей мощности (загрузки) во времени в локально-оптимальных планах развития энергетики России при эффективной процентной ставке 5% в год для НУ и ВУ спроса на энерговыработку России.

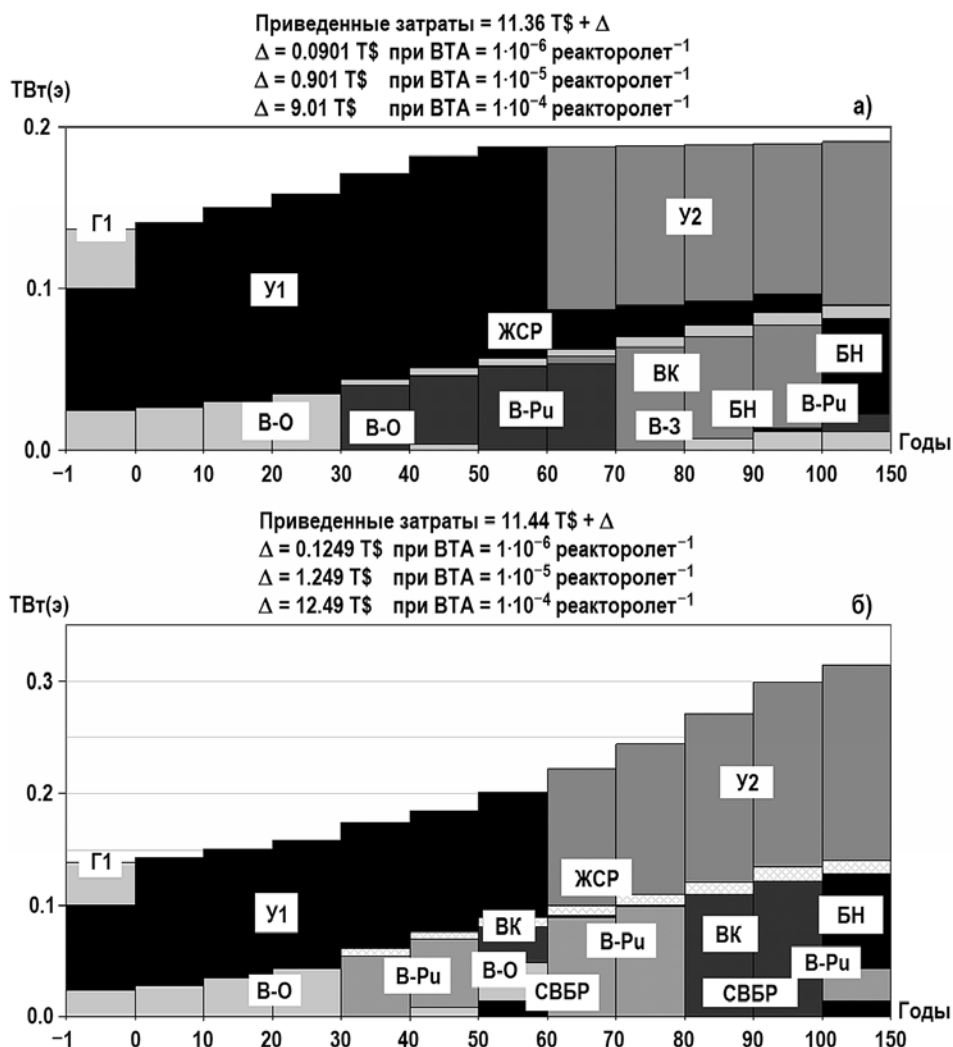


Рис. 1. Графики текущей мощности (загрузки) во времени в локально-оптимальном плане развития энергетики России при эффективной процентной ставке 5% в год: а) – нижний уровень спроса на энерговыработку; б) – верхний уровень

В анализе этого и последующих планов следует иметь в виду признаки оптимальности [8] и неоптимальности вошедших и не вошедших в локально-оптимальные планы ЯЭУ.

ПРИЗНАКИ НЕОПТИМАЛЬНОСТИ СПРОЕКТИРОВАННЫХ ЯЭУ

1. Для введенных в эксплуатацию энергоблоков прерывание несения нагрузки (энерговыработки) до «нуля» на срок, превышающий регламентные работы, свидетельствует о неоптимальности выбранных параметров и режимов работы.

На рисунке 1а ЯЭУ типа В-О прерывают свою работу (временно консервируются) на интервале от начала 31-го года по конец 40-го года, а ЯЭУ типа В-Ри прерывают свою работу на интервале от начала 71-го года по конец 100-го года. Прерывается также работа ЯЭУ типа ВК в начале 101-го года, введенных в эксплуатацию в начале 71-го года. Это связано с возможностью в модели одновременно с оптимизацией моментов ввода объектов в эксплуатацию оптимизировать и режимы их работы во времени, маневрируя текущей мощностью объекта (энергоустановки), допуская снижение загрузки (мощности) до нуля. Прерывание текущей загрузки энергоустановок до нуля говорит о неоптимальности спроектированных ЯЭУ, работа которых прерывается во времени, а затем

возобновляется. Если бы эти отмеченные ЯЭУ были спроектированы для принятых исходных данных задачи (т.е. для конкретной конъюнктуры рынка) оптимально, они не позволили бы другим типам ЯЭУ вытеснить их из режима несения эксплуатационной нагрузки после ввода отмеченных ЯЭУ в эксплуатацию.

2. Упрощение модели уводит от оптимального решения.

Если в оптимизационной модели задать минимальный уровень мощности (текущей нагрузки) однажды введенной в эксплуатацию конкретной ЯЭУ, ниже которого она, находясь в эксплуатации, не может опустить мощность, то прерывания работы этой ЯЭУ не будет. Однако возрастут затраты всей энергосистемы, и оптимум не будет получен, т.к. ввод дополнительного ограничения в оптимизационную модель уводит решение в сторону от оптимального. Эти затраты могут быть велики настолько, что такая ЯЭУ будет вытеснена в процессе оптимизации режимов энерговыработки из структуры энергосистемы.

3. Для введенных в эксплуатацию энергоблоков прекращение ими работы (вывод из эксплуатации) раньше проектного срока службы не по причинам «морального» устаревания свидетельствует о неоптимальности выбранных параметров и режимов работы.

На рисунке 1а ЯЭУ типа В-О, В-Ри, ВК работают не больше 40-ка лет. При этом проектный срок службы этих и других ЯЭУ в расчетах принимался 60 лет. Это говорит о неоптимальности проектов этих ЯЭУ. Если в оптимальном плане энерговыработки энергосистемы конкретная энергоустановка работает меньше проектного срока службы в условиях конкуренции с другими типами энергоустановок и эти другие типы энергоустановок вытесняют ее из оптимального плана несения нагрузки по выработке энергии в энергосистеме, то это означает, что эта конкретная энергоустановка спроектирована неоптимально. Если бы она была спроектирована оптимально, то, будучи введенной в эксплуатацию в оптимальном плане энерговыработки энергосистемы (в оптимальном плане несения нагрузки по выработке ею своей доли энергии энергосистемы) в условиях конкретной конъюнктуры рынка, она не позволила бы другим типам энергоустановок вытеснить ее с рынка несения нагрузки по выработке энергии в энергосистеме. Другими словами, в энергоустановку, спроектированную на определенный срок службы (например, 60 лет), были заложены необходимые требования по количеству и качеству материалов, по коэффициентам запасов – прочности, коррозии, эрозии. Если же эта энергоустановка в оптимальном плане энерговыработки энергосистемы работает меньше срока службы (например, 30 лет), то это значит, что можно было бы снизить требования к материалам и коэффициентам запаса, т.е. удешевить энергоустановку. Это значит, что энергоустановка была спроектирована неоптимально.

Моральное устаревание вытесненной из оптимального плана энергоустановки, например, типа «1», не является причиной потери ею конкурентоспособности, если до момента t_1 ее вытеснения не было запрета на ввод в эксплуатацию других конкурентных энергоустановок, например, типа «2», вытеснивших энергоустановки «1» из оптимального плана в момент t_1 .

4. Если энергоустановка определенного типа не вошла в оптимальный план развития энергосистемы, то она по определению неоптимальна [21].

На графиках рис. 1 нет ЯЭУ типа БРЕСТ, что свидетельствует о неоптимальности параметров этой ЯЭУ в экономике с эффективной процентной ставкой 5% в год.

ВУ спроса на энерговыработку

На рисунке 1б приведен локально-оптимальный план для ВУ спроса на энерговыработку России при эффективной процентной ставке 5% в год. Анализ моментов ввода ЯЭУ в эксплуатацию и их режимов работы в локально-оптимальном плане приводит к заключению, что характеристики ЯЭУ типов В-О, В-3, В-Ри, ВК, БРЕСТ, СВБР выбраны неоптимально (причины те же, что и при анализе рис. 1а). Что касается ЯЭУ типа БН, то в расчетах удельные на единицу установленной электрической мощности капитальные

затраты его приняты равными удельным капитальным затратам тепловых ЯЭУ, что примерно соответствует двухконтурной схеме ЯЭУ типа БН. Второй контур на газе (например, гелии) обязательно включает в себя натрий-гелиевый теплообменник и гелиевую турбину с электрогенератором. В настоящее время удельные капитальные затраты ЯЭУ типа БН-Т (в трехконтурной схеме ЯЭУ) выше (примерно на 20 – 50%) таковых для тепловых ЯЭУ. Следовательно, если удастся снизить удельные капитальные затраты для ЯЭУ типа БН, то их физико-технические характеристики приблизятся к оптимальным.

ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ С ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОЦЕНТНОЙ СТАВКОЙ 10%/ГОД

На рисунке 2 показаны графики текущей мощности (загрузки) во времени в локально-оптимальных планах развития энергетики России при эффективной процентной ставке 10% в год для НУ и ВУ спроса на энерговыработку России.

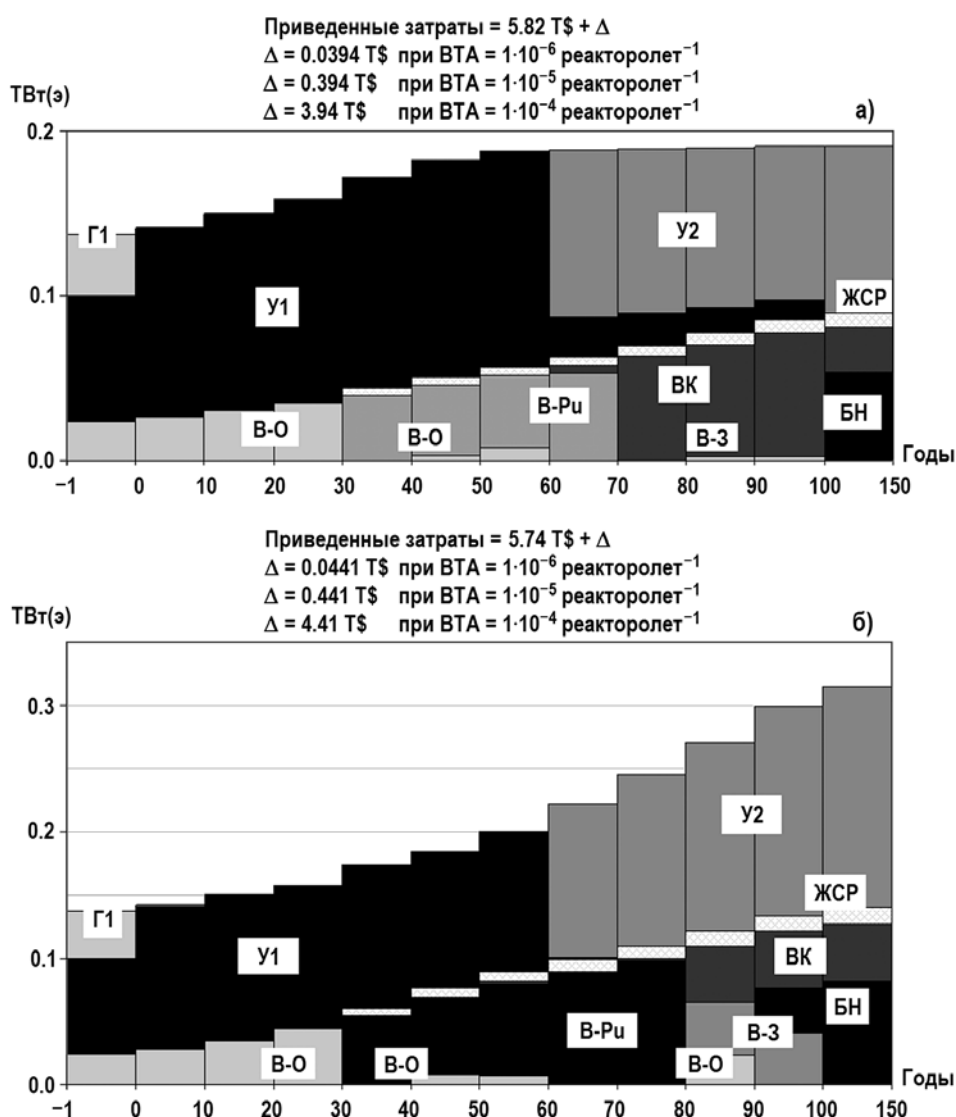


Рис. 2. Графики текущей мощности (загрузки) во времени в локально-оптимальном плане развития энергетики России при эффективной процентной ставке 10% в год: а) – нижний уровень спроса на энерговыработку; б) – верхний уровень

Анализ моментов ввода ЯЭУ в эксплуатацию и их режимов работы в локально-оптимальном плане приводит к заключению, что характеристики ЯЭУ типов В-О, В-З, В-Рц, ВК, БРЕСТ, СВБР, БН выбраны неоптимально для энергетики России при эффективной процентной ставке 10% в год (причины те же, что и при анализе рис. 1а).

ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ С ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОЦЕНТНОЙ СТАВКОЙ 15%/ГОД И ВЫШЕ

На рисунке 3 показаны графики текущей мощности (загрузки) во времени в локально-оптимальных планах развития энергетики России при эффективной процентной ставке 15% в год для НУ и ВУ спроса на энерговыработку России.

Анализ моментов ввода ЯЭУ в эксплуатацию и их режимов работы в локально-оптимальном плане приводит к заключению, что характеристики ЯЭУ типов В-О, В-З, В-Рц, ВК, БРЕСТ, СВБР, БН выбраны неоптимально для энергетики России при эффективной процентной ставке 15% в год и выше (причины те же, что и при анализе рис. 1а).

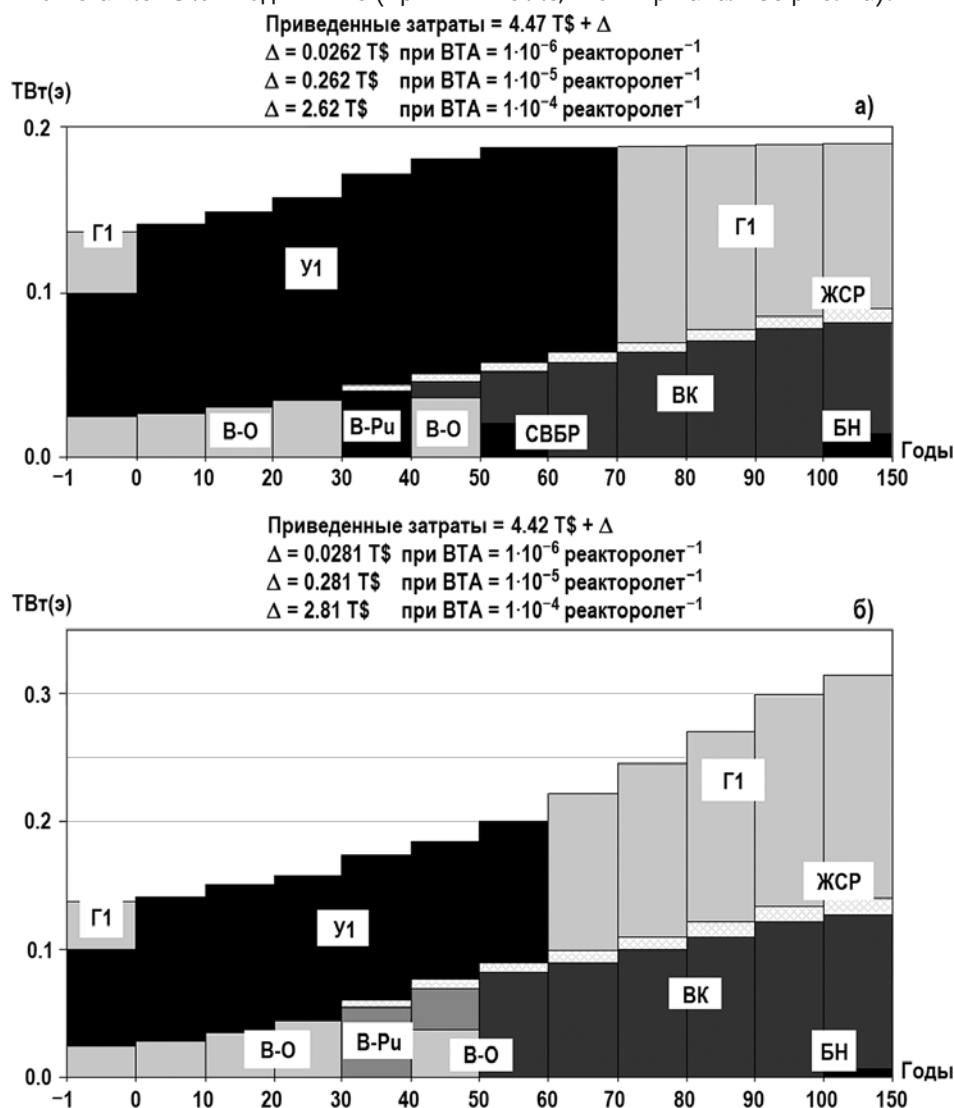


Рис. 3. Графики текущей мощности (загрузки) во времени в локально-оптимальном плане развития энергетики России при эффективной процентной ставке 15% в год: а) – нижний уровень спроса на энерговыработку; б) – верхний уровень

Следует отметить, что с удорожанием экономики ЯЭУ типа ВК показывают параметры, близкие к оптимальным. Однако в соответствии с признаком оптимальности [8] параметры ЯЭУ должны быть устойчиво оптимальны для экономики в широком диапазоне значений нормы дисконтирования. Так что для этой ЯЭУ, как и для других ЯЭУ, требуется дальнейшая оптимизация физико-технических и системно-экономических параметров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Конкурентоспособной может считаться ЯЭУ, которая вошла в оптимальный план развития энергосистемы и отработала без прерываний в режиме несения нагрузки по энерговыработке проектный срок службы.

2. До настоящего времени ни одна ЯЭУ, ни одна ядерная технология ЯТЦ не оптимизировались по экономическому критерию в системе ТЭК с целью создать коммерческие ЯЭУ и ядерные технологии.

3. Поскольку системные оптимизационные расчеты энергетики России показали, что прорабатываемые варианты быстрых ЯЭУ (СВБР-100, БН-1200 (трехконтурный), БРЕСТ-1200) вошли не во все оптимальные планы, то появляется сомнение в оптимальности выбранных параметров этих ЯЭУ и их ЯТЦ, хотя сложные многопараметрические исследования ведутся на протяжении десятилетий. Складывается впечатление, что разработчики не имеют эффективных инструментов оптимизации параметров ЯЭУ и их ЯТЦ.

4. Оптимальные планы требуют разработки и ввода замкнутого ЯТЦ.

5. Оптимальные планы (правда, с недооптимизированными ЯЭУ) все же показывают, что будущее развитие ЯЭ на ближайшие 150 лет будет на ЯЭУ (тепловых и быстрых) с легководным теплоносителем (вода, водяной пар) в замкнутом ЯТЦ.

6. ЯЭУ типа БН имеют перспективу в виде двухконтурной схемы (во втором контуре рабочее тело – газ). Трехконтурные ЯЭУ типа БН могут иметь перспективу только как комбинаты, например, для выработки электроэнергии и опреснения воды.

7. Оптимальный план развития энергосистемы России требует разработки ЯЭУ, эффективно сжигающих минорные актиноиды и вырабатывающих электроэнергию. Прототипом таких ЯЭУ могут быть ЯЭУ с жидкосолевыми реакторами.

Литература

1. Клименко А.В. Вырожденные задачи оптимизации экономики и энергетики // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2015. – № 3. – С. 144-154.
2. Klimentko A. V. Degenerate optimization problems of economy and power engineering. // Nuclear Energy and Technology. – 2015. – № 1. – PP. 195-201.
3. Клименко А.В. Ядерная энергетика, у которой есть будущее. Нейтронно-физические проблемы атомной энергетики / Сб. докл. XXIII Межведомственного семинара «Нейтронно-физические проблемы атомной энергетики с замкнутым топливным циклом (Нейтроника-2012)». В 2-х томах. – Обнинск, ФГУП ГНЦ РФ-ФЭИ. – 2013. – Т. 1. – С. 107-124.
4. Клименко А.В. Математическая модель оптимизации энергосистемы и ее применение / Монография. - М.: НИЯУ МИФИ, – 2010. - 292 с.
5. Клименко А.В. Система ограничений для ввода энергоблоков в эксплуатацию в модели оптимизации развития энергосистемы // ВАНТ. Сер. Физика ядерных реакторов. – 2011. – Вып. 1. – С. 80-98.
6. Клименко А.В. Функционал для ввода энергоблоков в эксплуатацию в модели оптимизации развития энергосистемы и алгоритм оптимизации // ВАНТ. Сер. Физика ядерных реакторов. – 2011. – Вып. 1. – С. 99-112.
7. Клименко А.В. Может ли ядерная энергетика стать конкурентоспособной на свободном рынке энергии // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2013. – №4. – С. 17-28.
8. Клименко А.В. Вырожденные задачи оптимизации и оптимальность ЯЭУ // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2015. – №4. – С.133-143.
9. Ядерная энергетика. Проблемы и перспективы. Экспертные оценки. - М.: ИАЭ им. И.В.

Курчатова, 1989.

10. Реакторная установка СВБР-100. Доступно на сайте

www.gidropress.podolsk.ru/ru/projects/svbr100.php (дата обращения: 05 ноября 2015 г.)

11. Рачков В.И., Поплавский В.М., Цибуля А.М. и др. Концепция перспективного энергоблока с быстрым натриевым реактором БН-1200 // Атомная энергия. – Апр. 2010. – Т. 108. – Вып. 4. – С. 201-206.

12. Белая книга ядерной энергетики / Под общ. ред. Е.О. Адамова. – М.: ГУП НИКИЭТ, 1998.

13. Пивоваров В.А. Одноконтурный кипящий реактор для замкнутого топливного цикла. Оптимальный вариант // РЭА. – 2009. – № 9. – С. 37-41.

14. Пономарев Л.И., Гулевич А.В., Земсков Е.А. и др. Обоснование стратегии трансмутации минорных актинидов (МА) в замкнутом ядерном топливном цикле. Отчет Автономной некоммерческой организации «Координационно-исследовательский центр по проблеме муонного катализа и экзотических квантовых систем (АНО МЮКАТЕКС)». Инв. № 02/НИР-10.12.2010. Госрегистрация № 01201065196. 2010.

15. The Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, 2003.

16. Update on the Cost of Nuclear Power by Yangbo Du and John E. Parsons. 09-004, May 2009. Center for Energy and Environmental Policy Research. A Joint Center of the Department of Economics, MIT Energy Initiative, and Sloan School of Management.

17. The Future of the Nuclear Fuel Cycle. An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, 2011.

18. Клименко А.В. Какой безопасности следует добиваться от ЯЭУ? // ВАНТ. Сер. Физика ядерных реакторов. – 2015. – Вып. 5. – С. 94-107.

19. Городков С.Г., Клименко А.В., Кошован Ш., Марина Ю.С. Можно ли удешевить производство энергии, если отказаться от ядерной энергетики? // ВАНТ. Сер. Динамика и безопасность ядерных энергетических установок. – 2001. – Вып.4. – С. 77-89.

20. Gorodkov S.G., Klimenko A.V., Kosovan S., Marina J.S. Is it Possible to Reduce Energy Costs Without Using Nuclear Power Engineering? // Atomwirtschaft (atw), International Journal for Nuclear Power. – 2003. – No. 2 (Feb), – PP. 92-101.

21. Шевелев Я.В., Клименко А.В. Эффективная экономика ядерного топливно-энергетического комплекса. – М.: РГГУ, 1996. – 736с.

Поступила в редакцию 16.01.2016 г.

Автор

Клименко Анатолий Васильевич, директор Общественного фонда Института системно-экономических исследований им. Я.В. Шевелёва; доктор техн. наук, профессор НИЯУ «МИФИ»

E-mail: anatoly-klimenko@yandex.ru

DEGENERATE OPTIMIZATION PROBLEMS AND COMPETITIVE NPPs

Klimenko A.V.

Social Fund «Ya.V. Shevelyov Institute for Systems and Economic Research»
6a K. Marx str., Elektrostal', Moscow Reg., 144001 Russia
NRNU «MEPhI». 31 Kashirskoe shosse, Moscow, 115409 Russia

ABSTRACT

Optimization of major systems of economy and power leads to degenerate high dimensionality solutions. This very strong mathematical complicating. However it allows to consider the future development of power as teamwork of nuclear power plants (NPPs), power plants (PPs) on coal, PPs on gas. System optimization of parameters NPPs is for this purpose necessary.

If PP certain type has not entered into the optimal plan for development of a electric power system it by definition is non-optimal and, hence, is noncompetitive.

NPP can enter into the optimal plan for development of an electric power system. Thus, if in locally-optimal plans for development of a electric power system the power units placed earlier in operation (NPPs) after their work on some length of time interrupt loading execution (power supply) to "zero" for the term exceeding procedural works it testifies about non-optimal the chosen parameters and operating modes. Such NPPs show competitiveness only on length of time when the electric power system allows them to bear loading.

If the power units placed in operation (NPPs) stop the work (are removal from operation) before design service life not for the reasons of «moral» obsolescence it testifies about non-optimal the chosen parameters and operating modes. And it too testifies to insufficient competitiveness of these NPPs.

As the competitive can be considered NPP which was included into the optimal plan for development of a electric power system and has fulfilled without interruptions in a mode of execution of loading on power supply design service life.

The analysis of an optimality and competitiveness NPPs leads to following conclusions for Russia.

To this day in Russia any NPP, any nuclear technology of a nuclear fuel cycle (NFC) were not optimized by economic criterion in the fuel power complex system on purpose to create commercial NPPs and nuclear technologies.

As system optimizing calculations of power of Russia have shown, that studied variants fast NPPs (SVBR-100, BN-1200 (three-circuit), BREST-1200) were included not into all optimal plans there is a doubt in an optimality of these chosen parameters NPPs and them NFCs though difficult multiple parameters researches are conducted throughout decades.

Key words: degenerate optimization problem, economy, power, electric power system, power plant, nuclear power plant, optimality, non-optimality, rate of discount, competitive, noncompetitive.

REFERENCES

1. Klimenko A.V. Degenerate optimization problems of economy and power. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2015, no. 3, pp. 144-154 (in Russian).
2. Klimenko A.V. Degenerate optimization problems of economy and power engineering. *Nuclear Energy and Technology*. 2015, no. 1, pp. 195-201.
3. Klimenko A.V. Nuclear power which has a future. Proc. XXIII-th Symp. «Neutron and physical problems of atomic engineering with the closed fuel cycle (Neutronics-2012)». Obninsk. FGUP GNCRF-FEI Publ., 2013, v. 1, pp. 107-124 (in Russian).
4. Klimenko A.V. Mathematical model of optimization of an electric power system and its application: the Monography. Moscow. NRNU MEPhI Publ., 2010. 292 p. (in Russian).

5. Klimenko A.V. System of restrictions for input of power units in operation in model of optimization of development of a power supply system. *Voprosy atomnoj nauki i tehniki. Ser. Fizika yadernykh reaktorov*. 2011, iss. 1, pp.80-98 (in Russian).
6. Klimenko A.V. Objective function for input of power units in operation in model of optimization of development of a power supply system and algorithm of optimization. *Voprosy atomnoj nauki i tehniki. Ser. Fizika yadernykh reaktorov*. 2011, iss. 1, pp. 99-112 (in Russian).
7. Klimenko A.V. Whether there can be a nuclear power to competitive energy in the free market. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2013, no. 4, pp. 17-28 (in Russian).
8. Klimenko A.V. Degenerate optimization problems and optimality of NPPs. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2015, no. 4, pp. 133-143 (in Russian).
9. Nuclear power. Problems and prospects. Expert judgements. Moscow. Institut Atomnoj Energii im. I.V. Kurchatova Publ., 1989 (in Russian).
10. Reactor installation SVBR-100. Available at: www.gidropress.podolsk.ru/ru/projects/svbr100.php (accessed Nov., 05th 2015).
11. Rachkov V.I., Poplavskij V.M., Tsibulya A.M., Bagdasarov Yu.E., Vasil'ev B.A., Kamanin Yu.L., Osipov S.L., Kuzavkov N.G., Ershov V.N., Ashirmetov M.R. The concept of the perspective power unit with fast sodium reactor BN-1200. *Atomnaya energiya*. 2010, v. 108, no. 4, pp. 201-206 (in Russian).
12. The white book of nuclear power. Ed. by prof. E.O. Adamov. Moscow, GUP NIKIET Publ., 1998 (in Russian).
13. Pivovarov V.A. One circuit boiling water reactor for the closed fuel cycle. Optimum variant. *REA*. 2009, no. 9, pp. 37-41 (in Russian).
14. Ponomarev L.I., Gulevich A.V., Zemskov E.A., Seliverstov V.V., Konev V.N., Degtyarev A.M., Karmanov F.I., Sidorkin S.F., Myasnikov A.A., Fejnberg O.S., Gladush G.G., Fursov B.I., Seregin M.B., Kuznetsov A.Yu., Lizin A.A. Substantiation of the strategy of a transmutation of minor actinides (MA) in the closed nuclear fuel cycle. Report of JSC «Koordinacionnyj issledovatel'skij centr po probleme myuonnogo kataliza i ekzoticheskikh kvantovykh system (ANO MUCATEX)». Inv. no. 02/NIR-10.12.2010. No. gosregistracii 01201065196. Moscow, 2010 (in Russian).
15. The Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, 2003.
16. Update on the Cost of Nuclear Power by Yangbo Du and John E. Parsons. 09-004, May 2009. Center for Energy and Environmental Policy Research. A Joint Center of the Department of Economics, MIT Energy Initiative, and Sloan School of Management.
17. The Future of the Nuclear Fuel Cycle. An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, 2011.
18. Klimenko A.V. What Safety should Achieve from Nuclear Power Plants?. *Voprosy atomnoj nauki i tehniki. Ser. Fizika yadernykh reaktorov*. 2015, iss. 5, pp. 94-107 (in Russian).
19. Gorodkov S.G., Klimenko A.V., Kosovan S., Marina J.S. Is it Possible to Reduce Energy Costs Without Using Nuclear Power Engineering?. *Voprosy atomnoj nauki i tehniki. Ser. Fizika yadernykh reaktorov*. 2001, iss. 4, pp. 77-89 (in Russian).
20. Gorodkov S.G., Klimenko A.V., Kosovan S., Marina J.S. Is it Possible to Reduce Energy Costs Without Using Nuclear Power Engineering? *Atomwirtschaft (atw), International Journal for Nuclear Power*. 2003, no. 2 (Feb), pp. 92-101.
21. Shevelev Y.V., Klimenko A.V. Effective economics of the nuclear fuel and energy complex. Moscow, RGGU Publ., 1996. 736 p. (in Russian).

Author

Klimenko Anatoly Vasil'evich, Director of Social Fund «Ya.V. Shevelyov Institute for Systems and Economic Research», Dr.Sci. (Engineering), Professor of National Research Nuclear University «MEPhI»
E-mail: anatoly-klimenko@yandex.ru