

ВЫРОЖДЕННЫЕ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ И ОПТИМАЛЬНОСТЬ 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]. Это очень сильное математическое усложнение. Однако оно позволяет рассматривать будущее развитие энергетики как совместную работу ядерных энергетических установок (ЯЭУ), энергетических установок (ЭУ) на угле, ЭУ на газе. Кроме того, оно позволяет рассматривать развитие энергетики страны только на ЯЭУ. Для этого нужна системная оптимизация параметров ЯЭУ. Энергоустановку (в частности, ЯЭУ) тогда можно считать оптимально спроектированной, когда она входит в оптимальный план функционирования энергосистемы на бесконечном интервале планирования для широкого диапазона состояний экономики (от экономики с нормой дисконтирования, близкой к нулю, до экономики с нормой дисконтирования около 30 %/год) в условиях конкуренции со всеми известными типами энергоустановок, и нет причин, при которых можно улучшить оптимальный план (улучшить функционал оптимизации), изменив свойства или параметры этой энергоустановки. В противном случае, эту энергоустановку (в частности, ЯЭУ) следует признать неоптимальной. Показаны признаки оптимальности (и неоптимальности) ЯЭУ, помещенной в конкурентную среду энергосистемы.

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

ОПТИМАЛЬНЫЕ ПЛАНЫ РАЗВИТИЯ РОССИИ ДЛЯ ЭКОНОМИК С РАЗНОЙ ЦЕНОЙ ВРЕМЕНИ

Для анализа развития ЯЭ России все исходные данные, метод оптимизации и инструмент оптимизации – код TOBAS – взяты из [2, 3]. Отметим некоторые из них.

Оптимальный или локально-оптимальный план в комплексе TOBAS характеризуются более чем 10 000 переменными, анализ значений каждой из которых – это предмет отдельного отчета. Рабочая размерность обратной матрицы равна (или более) $10\,000 \times 10\,000$.

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, 2015

пов: **В-0** – урановый водо-водяной энергетический (тепловой) реактор ВВЭР-1000 для работы в открытом ЯТЦ [4]; **В-3** – уран-плутониевый водо-водяной энергетический (тепловой) реактор ВВЭР-1000 для работы в замкнутом ЯТЦ [4]. Также разрешен ввод в эксплуатацию с 30-го 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 [4]); **СВБР** – свинцово-висмутовый энергетический (быстрый) реактор СВБР-100 с топливом из урана, плутония, минорных актиноидов (МА) для работы в замкнутом ЯТЦ [5]; **БН** – натриевый уран-плутониевый энергетический (быстрый) реактор БН-1200 (двухконтурная схема ЯЭУ) для работы в замкнутом ЯТЦ [6] (для этих ЯЭУ типа БН в расчетах удельные на единицу установленной электрической мощности капитальные затраты приняты равными удельным капитальным затратам тепловых ЯЭУ, что примерно соответствует двухконтурной схеме ЯЭУ типа БН); **БН-Т** – натриевый уран-плутониевый энергетический (быстрый) реактор БН-1200 (трехконтурная схема ЯЭУ) для работы в замкнутом ЯТЦ [6] (для этих ЯЭУ типа БН в расчетах удельные на единицу установленной электрической мощности капитальные затраты приняты равными 1,5 таковым для ЯЭУ типа БН); **БРЕСТ** – свинцовый уран-плутониевый энергетический (быстрый) реактор БРЕСТ-1200 для работы в замкнутом ЯТЦ [7]; **ВК** – водяной кипящий корпусной быстрый энергетический реактор ВККБР-1035 для работы в замкнутом ЯТЦ [8]; **ЖСР** – жидкосолевой энергетический (быстрый) реактор ЖСР-1650 для работы в замкнутом ЯТЦ [9]. 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 [2, 3, 10 – 12] 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 [13].

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).

Срок службы любой ЯЭУ принимался равным 60-ти годам, ЭУ на угле и ЭУ на газе – соответственно 40-ка и 20-ти годам, если установка вводится до 50-го года интервала оптимального планирования, и для обоих типов – 60-ти годам после 50-го года интервала оптимального планирования. Т.е. предполагалось, что любая из перечисленных ЯЭУ и ЭУ *работоспособна* в течение этого срока (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-ый год.

Следовало бы рассмотреть оптимальность ЯЭУ для состояний экономики России, различающихся по значению эффективной процентной ставки в интервале от 5 до 25 %/год. Однако размеры статьи позволяют сделать анализ оптимальности ЯЭУ только для одного значения процентной ставки, так что остановимся на благопри-

ятной для ЯЭ процентной ставке 5 %/год и покажем, что даже в этом случае рассматриваемые ЯЭУ далеки от оптимальности.

ЛОКАЛЬНАЯ ОПТИМАЛЬНОСТЬ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ПРИ ОТСУТСТВИИ ЯЭ

Если бы энергетика России развивалась только с использованием ЭУ на угле и газе, то оптимальные планы для нижнего и верхнего уровней (НУ и ВУ) спроса на энерговыработку для экономики России с разной эффективной процентной ставкой приводили бы к значениям функционала, приведенным в табл. 1 [13].

Таблица 1

Значения функционалов (суммарных приведенных затрат на всю программу развития энергосистемы России), Т\$, для оптимальных планов развития энергосистемы России без участия ЯЭ в зависимости от эффективной процентной ставки $\rho_{эфф}$ экономики

$\rho_{эфф}, \%/год$	Спрос на энерговыработку	
	НУ	ВУ
5	12,75	13,34
10	6,44	6,45
15	4,77	4,77
20	3,71	3,71
25	3,71	3,71

В [13] отмечалось, что в экономике России с эффективными процентными ставками 15 %/год и выше в оптимальном плане развития энергосистемы страны нет ЯЭ на оптимизируемом участке интервала планирования, присутствуют только ЭУ на угле и газе.

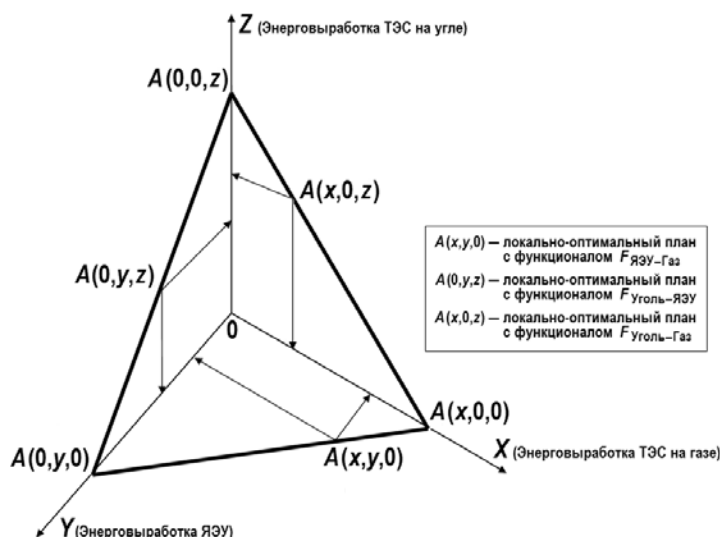


Рис. 1. Энерговыработка в вырожденных локально-оптимальных планах с одинаковыми значениями функционала. Функционал – интегральные приведенные затраты на всю программу энерговыработки системы $F_{Уголь-ЯЭУ} = F_{Уголь-Газ} = F_{ЯЭУ-Газ}$

Как было пояснено в [1], все решения из табл. 1 следует считать локально-оптимальными, располагающимися в своих кратерах поверхности допустимых решений вырожденной задачи оптимизации энергосистемы России большой размернос-

ти. Такие решения соответствуют точкам $A(x,0,z)$ из [1] и приведены на рис. 1.

Нас будут интересовать кратеры, в которых в локально-оптимальных планах развития энергосистемы России присутствует ЯЭ, причем эти планы должны быть не хуже планов из табл. 1. Другими словами, в этих кратерах значения функционалов для таких локально-оптимальных решений не должны превышать значения из табл. 1. Такие решения соответствуют точкам $A(0,y,0)$, $A(0,y,z)$, $A(x,y,0)$ (см. рис. 1).

Прежде всего рассмотрим решения, соответствующие точкам $A(0,y,0)$ на оси «энерговыводка ЯЭУ», т.е. локально-оптимальные планы, в которых вся энергосистема России производится только на ЯЭУ. В настоящее время такие планы можно рассматривать как гипотетические, так как перевод всей энергетики России только на ядерную энергетику влечет за собой большие экономические и социальные проблемы. Закрывание традиционных предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК), связанных с добычей и использованием угля, нефти, газа, требует переориентации городов и поселков, в которых размещены эти предприятия, на другие отрасли экономики страны, что связано с корректным решением экономических и социальных проблем целых регионов страны. Тем не менее, такие гипотетические 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, 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 энергосистемы в энергосистеме при наличии в ней ЯЭУ по экономическому критерию на бесконечном интервале планирования.

ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ С ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОЦЕНТНОЙ СТАВКОЙ 5 %/ГОД

На рисунке 2 показаны графики текущей мощности (загрузки) во времени как отдельных энерготехнологий, так и суммарной по всем энерготехнологиям, в локально-оптимальном плане развития энергетики России при эффективной процентной ставке 5 %/год, полученные при ранее приведенных исходных данных [13], для НУ спроса на энергосистему России, когда вся энергосистема производится только на ЯЭУ. Выделенные площади на рисунке представляют энергосистему для указанной энерготехнологии.

Не следует удивляться большим вводимым в эксплуатацию ядерным энергетическим мощностям, сильно отличающимся от сегодняшних, ведь они должны покрывать весь спрос России на энергосистему.

Рисунок показывает, что в энергосистеме участвуют ЯЭУ с реакторными установками В-0 до начала интервала оптимального планирования с целью учета предыстории энергосистемы, т.е. до конца года «ноль», далее – с начала интервала оптимального планирования (т.е. с начала первого года) до конца 10-го года (т.е. до 2010 г.), далее – с начала 51-го года по конец 60-го года; В-3 участвуют с начала 11-го года по конец 40-го года; ВК участвуют с начала 31-го года по конец 60-го года, далее – с начала 71-го года по конец 80-го года, затем – с начала 91-го года по конец 100-го года; БН участвуют с 41-го года до конца интервала оптимального планирования, т.е. до конца 2150-го года.

ЯЭУ типа ЖСР включаются в работу в начале 31-го года и работают до конца интервала оптимального планирования. Их суммарная мощность и режимы работы варьируются во времени, чтобы выжигать минорные актиноиды оптимальным образом, так, чтобы к концу интервала оптимального планирования склад МА, наработанных и нарабатываемых всеми работавшими ЯЭУ, был пуст.

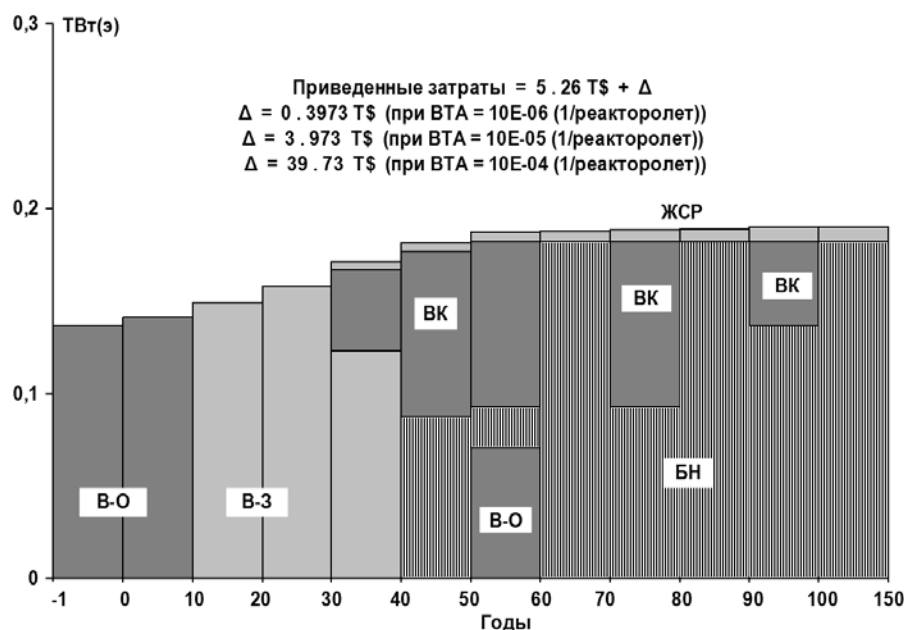


Рис. 2. График текущей мощности (загрузки) во времени в локально-оптимальном плане для НУ спроса на энерговыработку России при эффективной процентной ставке 5 % в год

С начала 31-го года и по конец 40-го года совместно работают ЯЭУ с реакторами ВК, В-З и ЖСР; с начала 41-го года и по конец 50-го года совместно работают ЯЭУ с реакторами ВК, БН и ЖСР; с начала 51-го года и по конец 60-го года совместно работают ЯЭУ с реакторами ВК, БН, В-О и ЖСР; с начала 71-го года и по конец 80-го года, а также с начала 91-го года и по конец 100-го года совместно работают ЯЭУ с реакторами ВК, БН и ЖСР.

С конца 40-го года ЯЭУ типа В-З, с конца 60-го года ЯЭУ типа В-О, с конца 100-го года ЯЭУ типа ВК останавливаются и выводятся из эксплуатации. На их месте в соответствии с проектом вывода из эксплуатации производятся затраты по доведению площадок размещения блоков до состояния «зелёной лужайки».

Из рисунка 2 видно, что многие ЯЭУ прерывают свою работу на длительный срок, не вызванный регламентными работами, и практически все не вырабатывают свой срок службы. Если бы эти ЯЭУ были спроектированы оптимально, они, однажды введенные в эксплуатацию, не позволили бы другим энерготехнологиям вытеснить их из режима несения нагрузки.

ОСОБЕННОСТИ ОПТИМАЛЬНОГО ПЛАНА, В КОТОРОМ ОПТИМИЗИРУЮТСЯ МОМЕНТЫ ВВОДА ОБЪЕКТОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ И МОМЕНТЫ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ С ОДНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ НА ДРУГОЙ

1. Резкие переходы от одной энергетической технологии к другой (см. рис. 2) являются следствием использования в оптимизационном методе управляющих функций в виде переключений. Такими управляющими функциями могут быть число объектов энергетической технологии, моменты ввода их в эксплуатацию или вводимые установленные мощности объектов в эксплуатацию (большие или равные нулю), зависящие от моментов ввода; при этом столь сложные управляющие функции учитывают все возможности оптимизации. Использование такой функции управления дает возможность оптимизации числа объектов и моментов ввода их в эксплуатацию (и как следствие, моментов переключения объектов с одного режима работы на другой) [14].

Очень часто в математических моделях развития энергосистем число объектов (энергоблоков) и моменты их ввода не оптимизируются. Вместо этого принимается непрерывный (как правило, погодной) график ввода мощностей в эксплуатацию. Это упрощение значительно снижает возможности оптимизации и часто уводит от оптимального решения.

Модель с оптимизацией числа объектов (энергоблоков) и моментов ввода их в эксплуатацию показывает, что чаще всего выгоднее вводить энергоблоки в эксплуатацию не непрерывно и ежегодно, а прерывистыми сериями (часто большими) одновременно в оптимальные моменты времени.

2. Математическая модель энергосистемы (ТЭК) кода TOBAS [3, 14] оптимизирует число и моменты ввода энергоустановок и других объектов энергосистемы и ТЭК. Расчеты по этой модели показывают, что в оптимальной стратегии развития энергосистемы (ТЭК) для попавшего в оптимальный план типа энергоустановок (например, В-0) имеется один или несколько оптимальных моментов ввода в эксплуатацию этих установок на всем интервале планирования, и именно в эти моменты следует очередями вводить в эксплуатацию энергоустановки указанного типа. И только в редких случаях сочетание всех оптимизируемых факторов приводит к непрерывному (например, ежегодному) графику ввода в эксплуатацию энергоустановок этого типа. В оптимальные моменты ввода в эксплуатацию энергоустановок определенного типа может вводиться (в зависимости от спроса на энерговыработку) одна установка типовой мощности, но чаще всего вводится большое число таких энергоустановок на одной или нескольких энергетических площадках, чем достигается в этот момент времени ввод большой суммарной установленной мощности для нужд энергосистемы. И именно эта стратегия является оптимальной.

Для условий локально-оптимального плана развития энергетики России, приведенного на рис. 2, моменты ввода в эксплуатацию и установленные мощности энергоустановок, в частности, таковы: для В-0 в предыстории энергосистемы в момент ввода до «нулевого» года вводится 171 ГВт(э), затем одновременно меньшей серией типовых энергоблоков в момент ввода – начало первого года вводится 5 ГВт(э); для В-3 в момент ввода – начало 11-го года вводится 187 ГВт(э), в момент ввода – начало 21-го года вводится 11 ГВт(э); для БН в момент ввода – начало 41-го года вводится 110 ГВт(э), в момент ввода – начало 61-го года вводится 118 ГВт(э), в момент ввода – начало 91-го года вводится 110 ГВт(э); для ВК в момент ввода – начало 31-го года вводится 55 ГВт(э), в момент ввода – начало 41-го года вводится 57 ГВт(э); для ЖСР в момент ввода – начало 31-го года вводится 5 ГВт(э), в момент ввода – начало 41-го года вводится 0,763 ГВт(э), в момент ввода – начало 51-го года вводится 0,734 ГВт(э), в момент ввода – начало 61-го года вводится 0,684 ГВт(э), в момент ввода – начало 71-го года вводится 0,756 ГВт(э), в момент ввода – начало 81-го года вводится 0,835 ГВт(э), в момент ввода – начало 91-го года вводится 5,930 ГВт(э), в момент ввода – начало 101-го года вводится 1,248 ГВт(э). Проектная установленная мощность типового энергоблока ЖСР равна 1,6 ГВт(э) [9]. Поскольку требуемая суммарная установленная мощность ЯЭУ типа ЖСР в точности не кратна мощности типового энергоблока ЖСР, то вводится ближайшая большая суммарная установленная мощность, кратная мощности типового энергоблока. Это правило действует и в отношении других типов ЯЭУ.

Для плана на рис. 2 все эти моменты ввода энергоустановок в эксплуатацию – оптимальны, любые другие моменты ввода – неоптимальны.

ПРИЗНАКИ ОПТИМАЛЬНОСТИ СПРОЕКТИРОВАННЫХ ЯЭУ

1. Энергоустановку (в частности, ЯЭУ) тогда можно считать оптимально спроектированной, когда она входит в оптимальный план функционирования энергосистемы на бесконечном интервале планирования для широкого диапазона состояний эконо-

мики (от экономики с нормой дисконтирования, близкой к нулю, до экономики с нормой дисконтирования около 30 %/год) в условиях конкуренции со всеми известными типами энергоустановок, и нет причин, при которых можно улучшить оптимальный план (улучшить функционал оптимизации), изменив свойства или параметры этой энергоустановки. В противном случае, эту энергоустановку (в частности, ЯЭУ) следует признать неоптимальной.

2. Задача системной оптимизации ЯЭУ (как и любой энергоустановки) в энергосистеме – итерационная, и многократно описана в [3, 14, 15].

3. Если разные ЯЭУ одновременно (совместно) работают на каком-либо участке времени локально-оптимального плана, то это означает, что удельная (на выработанный киловатт-час) прибыль в виде дифференциальной ренты конкретной ЯЭУ (разность между оптимальной ценой вырабатываемой энергии энергосистемой и себестоимостью производства энергии конкретной ЯЭУ) может отличаться от таковой у других совместно с ней работающих ЯЭУ, но у всех она неотрицательна. Причем, у ЯЭУ, доля которой в суммарной энерговыработке на этом участке наибольшая, удельная прибыль будет наибольшая.

Напомним, что в соответствии с теорией оптимального планирования, оптимальная цена энергии определяется оптимальным планом энергосистемы (ТЭК) в каждый момент времени интервала оптимального планирования. Если в какой-то момент времени в оптимальном плане работают разные типы ЯЭУ и ЭУ, то цена энергии, вырабатываемая ими, будет единой. Это оптимальная цена энергии в энергосистеме. Она определяется замыкающей, самой большой по себестоимости энергии, энергоустановкой, без которой невозможно выполнить план по энерговыработке (т.е. удовлетворить спрос на энергию) в этот момент времени. При этом удельная прибыль (дифференциальная рента) у всех энергоустановок будет разная и неотрицательная.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Совершенствование доказавших свою работоспособность ЯЭУ и создание новых перспективных ЯЭУ требует каждодневного доказательства их конкурентоспособности на рынке спроса на энерговыработку, т.е. их преимущества в условиях жесткой конкуренции с другими энерготехнологиями.

2. Конкурентоспособная ЯЭУ должна **утвердительно** отвечать на вопрос: «Нужна ли эта ЯЭУ людям, т.е. экономике?» Это значит, что создаваемая ЯЭУ должна входить в оптимальный план развития энергосистемы, в частности, России.

Оптимизация развития энергосистемы всегда проводилась и будет проводиться по экономическому критерию по причине природной ограниченности запасов всех ресурсов и искусственной ограниченности интенсивностей технологий.

3. Энергоустановку (в частности, ЯЭУ) тогда можно считать оптимально спроектированной, когда она входит в оптимальный план функционирования энергосистемы на бесконечном интервале планирования для широкого диапазона состояний экономики (от экономики с нормой дисконтирования, близкой к нулю, до экономики с нормой дисконтирования около 30 %/год) в условиях конкуренции со всеми известными типами энергоустановок, и нет причин, при которых можно улучшить оптимальный план (функционал оптимизации), изменив свойства или параметры этой энергоустановки. В противном случае, эту энергоустановку (в частности, ЯЭУ) следует признать неоптимальной.

4. Проведенные системные оптимизационные расчеты энергетики России в интервале значений эффективной процентной ставки от 5 до 25 %/год показали, что опубликованные усовершенствованные ВВЭР в открытом и замкнутом ЯТЦ, прора-

батываемые варианты быстрых ЯЭУ (СВБР-100, БН-1200, БРЕСТ-1200, ВККБР, ЖСР) в замкнутом ЯТЦ неоптимальны.

Чтобы **утвердительно** ответить на главный вопрос рынка (экономики): нужны ли такие ЯЭУ людям, следует перейти к решению задачи системной оптимизации параметров всех ЯЭУ и подсистемы ЯЭ как элементов энергосистемы.

Литература

1. Клименко А.В. Вырожденные задачи оптимизации экономики и энергетики // Известия вузов. Ядерная энергетика. 2015. №3. С.144-154.
2. 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.
3. Клименко А.В. Математическая модель оптимизации энергосистемы и ее применение: Монография. – М.: НИЯУ МИФИ, 2010. – 292 с.
4. Ядерная энергетика. Проблемы и перспективы. Экспертные оценки. – М.: Институт атомной энергии им. И.В. Курчатова, 1989.
5. Реакторная установка СВБР-100. www.gidropress.podolsk.ru/ru/projects/svbr100.php (дата обращения: 05 ноября 2015).
6. Рачков В.И., Поплавский В.М., Цибуля А.М. и др. Концепция перспективного энергоблока с быстрым натриевым реактором БН-1200 // Атомная энергия. 2010. Т.108. Вып.4. С. 201-206.
7. Белая книга ядерной энергетики. / Под общ. ред. проф. Е.О.Адамова. 1-е изд. – М.: ГУП НИКИЭТ, 1998.
8. Пивоваров В.А. Одноконтурный кипящий реактор для замкнутого топливного цикла. Оптимальный вариант // РЭА, №9, сентябрь 2009. С.37-41.
9. Пономарёв Л.И., Гулевич А.В., Земсков Е.А. и др. Обоснование стратегии трансмутации минорных актиноидов (МА) в замкнутом ядерном топливном цикле / Отчёт Автономной некоммерческой организации «Координационно-исследовательский центр по проблеме мюонного катализа и экзотических квантовых систем (АНО МЮКАТЕКС)». Инв. № 02/НИР-10.12.2010. № госрегистрации 01201065196. – Москва, 2010.
10. The Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, 2003.
11. 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.
12. The Future of the Nuclear Fuel Cycle. An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, 2011.
13. Клименко А.В. Может ли ядерная энергетика стать конкурентоспособной на свободном рынке энергии // Известия вузов. Ядерная энергетика. 2013. №4. С.17-28.
14. Шевелёв Я.В., Клименко А.В. Эффективная экономика ядерного топливно-энергетического комплекса. – М.: РГТУ, 1996. – 736 с.
15. Орлов В.В. Экономические критерии эффективности использования ядерного горючего в реакторах / Препринт ФЭИ-286. – Обнинск, 1971. 18 с.

Поступила в редакцию 16.02.2015 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

UDC 519.87:621.039.5

DEGENERATE OPTIMIZATION PROBLEMS AND OPTIMALITY OF NPPs

Klimenko A.V.

Social Fund «Y.V. Shevel'yov 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. Besides, it allows to consider development of power of the country only on NPPs. System optimization of parameters NPPs is For this purpose necessary.

Rated examinations of optimum systems of high dimensionality have led to understanding degenerate spaces of admissible solutions of economy and power as point sets on the lunar surface pitted by a terminating amount of craters. Locally-optimum solutions of such tasks are given at the bottom of craters. Accounts show, that among equal craters (craters with identical meanings of objective functionals of locally-optimum plans for development of economy and power) meet craters locally-optimum plans for development of economy and power (among other possible heterogeneous combinations of states of economy and energy process engineerings) only on coal and gas PPs; only on coal, gas, nuclear PPs; only on NPPs.

In optimum development strategies of an electric power system sharp transitions from one energy production engineering to other are observed. This consequence of usage in an optimization method of control functions in the form of switching. Such control functions depending on the moments of put of installations of energy production engineering into operation, a placed installed capacity of installations in operation (major or equal to null) is. But so complicated control functions consider all possibilities of optimization. Usage of such control function gives the chance to optimization of the moments of put of installations into operation (and as consequence, switching torques of installations from one mode of operation on other). The model with optimization of the moments of put of installations (power-generating units) into operation displays what more often more favourably to place power-generating units in operation not continuously and annually, and intermittent series (often major) is simultaneous in optimum instants.

Optimality tags PPs are that. PP (in particular, NPP) then it is possible to consider optimum designed when it is included the optimum plan of functioning of an electric power system for an infinite planning interval for a wide gamut of economic situations (from economy with rate of discount of close to null to economy with rate of discount about 30 %/year) in competitive environments with all known types PPs, and there are no reasons, at which it is possible to refine the optimum plan (to refine an optimization objective functional), having changed properties or parameters of this PP. Otherwise, PP (in particular, NPP) it is necessary to recognize this non-optimal.

Problem of system optimization NPP (as well as any PP) in an electric power system – iterative.

If different NPPs (simultaneously jointly) work on any section of a time of the locally-optimum plan it means, that specific (on produced kW·h) profit in the form of the differential rent concrete NPP (the difference between the optimum price of produced energy an electric power system and the cost of production of energy concrete NPP) can differ from that for others together with it working NPPs, but for all it is non-negative. And, for NPP which share in total energy production on this section of a time the greatest, specific profit will be the greatest.

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

REFERENCES

1. Klimenko A.V. Vyrozhdennye zadachi optimizatsii ekonomiki i energetiki [Degenerate optimization problems of economics and power engineering]. *Izvestiya vuzov. Yadernaya energetika*. 2015, no. 3, pp. 144-154 (in Russian).
2. Klimenko A.V. Yadernaya energetika, u kotoroj est' buduschee [Nuclear power which has a future]. *Nejtronno-fizicheskie problemy atomnoj energetiki. Sbornik dokladov XXIII mezhvedomstvennogo seminaru «Nejtronno-fizicheskie problemy atomnoj energetiki s zamknutym toplivnym ciklom (Nejtronika-2012)»* [Proc. XXIIIth Symp. «Neutron and physical problems of atomic engineering with the closed fuel cycle (Neutronics-2012)»]. V 2-ch tomach. Obninsk, FGUP GNC RF-FEI Publ., 2013, v. 1, pp. 107-124 (in Russian).
3. Klimenko A.V. Matematicheskaya model' optimizatsii energosistemy i eyo primeneniye: Monografiya [Mathematical model of optimization of an electric power system and its application: the Monography]. Moscow, NRNU MEPhI Publ., 2010. 292 p. (in Russian).
4. Yadernaya energetika. Problemy i perspektivy. Ekspertnye ocenki [Nuclear power. Problems and prospects. Expert judgements]. Moscow. Institut atomnoj energii im. I.V.Kurchatova Publ., 1989 (in Russian).
5. Reaktornaya ustanovka SVBR-100. [Reactor installation SVBR-100]. Available at www.gidropress.podolsk.ru/ru/projects/svbr100.php (November, 05th 2015).
6. 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. Konceptiya perspektivnogo energobloka s bystryim natrievym reaktorom BN-1200 [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).
7. Belaya kniga yadernoj energetiki [The white book of nuclear power]. Pod obschej redakciej prof. E.O. Adamova. Moscow, GUP NIKIET Publ., 1998 (in Russian).
8. Pivovarov V.A. Odnokonturnyj kipyaschij reactor dlya zamknutogo toplivnogo cikla. Optimal'nyj variant [One-circuit boiling water reactor for the closed fuel cycle. Optimum variant]. Moscow, *REA*. 2009, no. 9, pp. 37-41 (in Russian).
9. 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. Obosnovanie strategii transmutatsii minornyh aktinidov (MA) v zamknutom yadernom toplivnom cikle [Substantiation of the strategy of a transmutation of minor actinides (MA) in the closed nuclear fuel cycle]. Otchyot Avtonomnoj nekommercheskoj organizatsii «Koordinacionnyj issledovatel'skij centr po probleme myuonnogo kataliza i ekzoticheskikh kvantovyh system (ANO MUCATEX)». Inv. no. 02/NIR-10.12.2010. No. gosregistratsii 01201065196. Moscow, 2010 (in Russian).
10. The Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, 2003.
11. 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.
12. The Future of the Nuclear Fuel Cycle. An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts

Institute of Technology, 2011.

13. Klimenko A.V. *Mozhet li yadernaya energetika stat' konkurentosposobnoj na svobodnom rynke energii* [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).

14. Shevelev Y.V., Klimenko A.V. *Effektivnaya ekonomika yadernogo toplivno-energeticheskogo kompleksa* [Effective economics of the nuclear fuel and energy complex]. Moscow, RGGU Publ., 1996. 736 p. (in Russian).

15. Orlov V.V. *Ekonomicheskie kriterii effektivnosti ispol'zovaniya yadernogo goryuchego v reaktorakh*. Preprint FEI-286. [Economic criteria of efficiency of usage of nuclear fuel in reactors. IPPE Preprint-286]. Obninsk, FEI Publ., 1971. 18 p. (in Russian).

Author

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