

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ОГРАНИЧЕНИЙ НА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

О.В. Марченко, С.В. Соломин

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН.
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130.*



Цель работы – сравнение экономической эффективности ядерных и не-ядерных электростанций на краткосрочную и долгосрочную (до 2050 г.) перспективу и уточнение прогнозов развития ядерной энергетики России и мира на фоне развития мировой энергетики в целом.

Систематизированы технико-экономические показатели электростанций разных типов с учетом интервала их неопределенности. Конкурентоспособность электростанций разных типов оценивалась величиной стоимости производимой ими электроэнергии. Она представлена в виде составляющих, учитывающих затраты на строительство, ежегодные эксплуатационные издержки, затраты на демонтаж, топливные затраты, а также плату за выбросы. Показано, что без учета платы за выбросы энергоисточники всех рассмотренных типов могут оказаться конкурентоспособными на энергетических рынках (при тех или иных условиях), в том числе и в России. При учете платы за выбросы парниковых газов атомные электростанции оказываются наиболее экономичными энергоисточниками.

Дополнительное сравнение энергоисточников разных типов с учетом системных эффектов выполнено с использованием математической модели GEM (Global Energy Model). Расчеты показывают, что во всех трех рассмотренных сценариях должны возрасти масштабы использования ядерной энергии. Наиболее существенным этот рост будет при жестких экологических ограничениях – примерно в четыре раза к середине века в России и в 3,5 раза в мире.

Ключевые слова: ядерная энергетика, стоимость энергии, экологические ограничения, плата за выбросы, эффективность, энергетическая модель, прогноз.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ И ПЛАТА ЗА ВЫБРОСЫ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

В течение нескольких последних десятилетий идет интенсивная дискуссия о влиянии хозяйственной деятельности человека на климат Земли. В частности, в докладах Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) [1] утверждается, что высока вероятность того, что доминирующая причина наблюдаемого с середины XX в. потепления – антропогенное воздействие на климатическую систему. Продолжение выбросов парниковых газов (в первую очередь, диоксида углерода) на современном уровне или, тем более, увеличение выбросов приведут к дальнейшему росту их концентрации в атмосфере, повышению средней глобальной температуры приземного

© О.В. Марченко, С.В. Соломин, 2015

сложения воздуха и многообразным негативным последствиям для природы, экономики и здоровья людей.

Даже уменьшение интенсивности выбросов парниковых газов не предотвратит изменения климата вследствие инерционности климатической системы, обусловленной сохранением в атмосфере накопленных ранее выбросов. Ограничение повышения глобальной средней температуры (по сравнению с доиндустриальным уровнем) до 2°C (такое повышение еще можно считать не приводящим к катастрофическим последствиям) потребует уменьшения выбросов парниковых газов примерно на 40 – 70 % по сравнению с 2010 г. к середине XXI в. и почти до нуля к его концу [1].

В России на официальном уровне признается опасность возможных изменений климата и выражается готовность как к международному сотрудничеству в этой области, так и к односторонним мерам по сокращению выбросов парниковых газов [2].

Важной характеристикой планов по снижению выбросов CO₂ является «стоимость» («цена», «теневая цена») диоксида углерода, равная затратам на предотвращение единицы его эмиссии. Стоимость CO₂ определяется по результатам математического моделирования развития энергетики [3 – 5]. Если именно такую величину назначить предприятиям в виде платы за выбросы (другой вариант – организовать торговлю квотами на выбросы), то соотношение экономической эффективности (конкурентоспособность) энергоисточников изменится в пользу атомных станций и возобновляемых источников энергии (ВИЭ), а энергокомпаниям окажется выгодным изменить структуру своих генерирующих мощностей так, чтобы требуемое ограничение на суммарную эмиссию выполнялось.

Предполагается, что налоги на выбросы будут введены прежде всего в ограниченном количестве стран, вносящих наибольший вклад в мировую эмиссию диоксида углерода и обладающих достаточно высоким уровнем экономического развития [4]. В настоящее время в странах Европейского Союза действует система торговли квотами на выбросы. Цены, определяемые рынком, оказались нестабильными: от единиц до нескольких десятков долларов за тонну CO₂.

При сохранении текущей политики в странах Евросоюза, в Австралии, Новой Зеландии и Южной Корее цены диоксида углерода к 2035 г. составят 30 – 50 \$/т CO₂. В сценарии более жестких экологических ограничений (стабилизация концентрации на уровне 450 ppm (частей на миллион)) цена диоксида углерода будет существенно больше (100 – 125 \$/т CO₂ в 2035 г.) [4].

СТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Конкурентоспособность электростанций разных типов в первом приближении определяется величиной стоимости производимой ими электроэнергии [6–9]. Ее можно представить в виде суммы составляющих, учитывающих затраты на строительство, ежегодные эксплуатационные издержки, затраты на демонтаж, топливные затраты, а также плату за выбросы:

$$S = k / (CF \cdot H (1 - \beta)) \cdot [F \cdot (\exp(\sigma \Delta T) - 1) / (\sigma \Delta T) + \delta + (F - \sigma) \varepsilon] + (p \sigma / (\sigma - \mu) + a p^*) / (8,15 \cdot 10^3 \eta),$$

где k – удельные капиталовложения, \$/кВт; CF – коэффициент использования установленной мощности (КИУМ); H – число часов в году (8760 ч/год); β – затраты энергии на собственные нужды (доля от выработки); $F = \sigma / (1 - \exp(-\sigma T))$ – коэффициент возврата капитала; $\sigma = \ln(1+d)$; d – годовая норма дисконта; T – срок службы энергоисточника, лет; ΔT – срок строительства, лет; δ, ε – ежегодные условно-постоянные издержки и затраты на демонтаж (доля от капиталовложений); p – цена топлива, \$/т у.т.; η – КПД; $\mu = \ln(1+v)$; v – годовой темп прироста цены

топлива; a – коэффициент эмиссии, т $\text{CO}_2/\text{т у.т.}$ ($a = 2,8$ для угля и $1,7$ для газа); p^* – цена выбросов диоксида углерода, $\$/\text{т CO}_2$.

Использование критерия стоимости энергии целесообразно для оценки эффективности энергетических технологий, когда требуется исключить влияние на результаты исследования масштаба проекта энергоснабжения (в отличие от критерия чистого дисконтированного дохода) и определять его качество по удельным показателям. Из нескольких энергоисточников лучшим является тот, который обеспечивает наименьшую стоимость энергии.

СРАВНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЯДЕРНЫХ И НЕЯДЕРНЫХ ЭНЕРГОИСТОЧНИКОВ

Технико-экономические показатели современных и перспективных источников энергии характеризуются значительной неопределенностью. С учетом разнородности и недостаточной достоверности публикуемых показателей в качестве источника информации целесообразно использовать публикации авторитетных организаций, в которых данные собраны и систематизированы по единой методике [9, 10].

Предполагалось, что рассматриваемые проекты – это новые электростанции, вводимые в эксплуатацию в 2015 г. (в России и других странах) и продолжающие работу в течение всего срока службы (20 и более лет). Таким образом, данные относятся к энергоисточникам разных типов, работающим в разнообразных экономических и природно-географических условиях в период, продолжающийся от настоящего времени до второй или третьей четверти XXI в.

Рассматриваются следующие энергетические технологии: электростанции на угле и на природном газе, атомные электростанции и возобновляемые источники энергии (ВИЭ).

Электростанции на угле (каменном и буром) в большинстве своем состоят из энергоблоков со сверхкритическими и суперсверхкритическими параметрами пара мощностью 300 – 1000 МВт с КПД 40 – 45%. Электростанции на природном газе – парогазовые установки 14-ти стран; они требуют меньших капиталовложений, чем угольные энергоблоки, у них меньше выбросы диоксида углерода и более высокий КПД – до 59%.

Применительно к атомной энергетике собранные технико-экономические показатели характеризуют 20 легководных реакторов 12-ти стран ОЭСР, трех стран – не членов ОЭСР и трех промышленных организаций, включая 17 реакторов с водой под давлением, два кипящих водяных реактора и проект реактора третьего поколения фирмы General Electric. Энергоблоки, как правило, имеют мощность 1000 – 1600 МВт. В связи с тем, что транспорт ядерного топлива не вносит существенных затрат в его стоимость, эта стоимость принималась одинаковой и равной средней величине.

Из достаточно широкого спектра ВИЭ выбраны ветровые и солнечные установки. Это связано с тем, что большинство ВИЭ имеют настолько специфические, зависящие от места расположения, характеристики, что их сравнение с энергоисточниками других типов, расположенных в других пунктах, не имеет смысла.

Наиболее существенное влияние на конкурентоспособность энергоисточников оказывают удельные капиталовложения, КИУМ (для ВИЭ), КПД и цена топлива (для электростанций на органическом топливе). В таблице 1 приведены основные технико-экономические показатели сравниваемых электростанций с учетом интервала неопределенности по данным [9, 10]. Здесь и далее экономические показатели выражены в постоянных ценах 2010 г.

Наиболее важный показатель электростанций – удельные капиталовложения – в России, вследствие другой структуры затрат, отличается от зарубежных показателей,

особенно европейских (см. табл. 1). В связи с этим данные по России целесообразно рассматривать отдельно.

Таблица 1

Показатели электростанций

	CF, %		k, \$/кВт		КПД, %			
	min	max	min	max	min	max	δ, %	T, лет
	Для зарубежных условий							
Атомные	80	85	2800	5500	33	35	4,3	60
Угольные	80	85	1800	2700	33	47	2,0	30
Газовые	80	85	720	1420	38	59	2,7	40
Ветровые	20	41	1800	2700	25	35	2,6	25
Солнечные	10	25	2500	4000	14	20	0,6	25
	Для условий России							
Атомные	80	85	2500	3500	33	35	4,3	60
Угольные	80	85	1700	2500	42	47	2,0	30
Газовые	80	85	1050	1420	45	55	2,7	40
Ветровые	20	32	1600	2200	25	35	2,6	25
Солнечные	10	15	2500	5000	14	20	0,6	25

В связи с тем, что вводимые в 2015 г. электростанции будут затем работать в течение нескольких десятков лет, необходимо дополнительно учесть средне- и долгосрочную динамику цен [11]. Особенно это важно для органического топлива в связи с постепенным истощением его дешевых стоимостных категорий и необходимостью добывать все более дорогие энергоресурсы [1, 12]. Кроме того, в условиях России, при ее больших размерах и территориальной неравномерности распределения энергоресурсов, важное значение имеет учет региональной специфики конкурентоспособности энергоисточников разных типов [6, 7, 11].

При оценке эффективности энергоисточников цена ядерного топлива принималась равной 8 – 9 цент/кВт·ч (для России – 3,8 – 4,2 цент/кВт·ч), угля – 95 – 114 \$/т у.т. (для России – 35 – 83 \$/т у.т.), природного газа – 195 – 220 \$/т у.т. (для России – 75 – 137 \$/т у.т.). Средний годовой темп прироста цены на уголь в предстоящие 20 лет принят равным 0,7 – 1,7 %, на газ – 0,6 – 1,5 % в год (в России – 1% для угля и 1,5 % для газа) [11]. Такой рост цен соответствует объективным тенденциям развития мирового топливно-энергетического комплекса, которые, в конечном счете, окажут более существенное влияние на цены, чем краткосрочное воздействие политических факторов [12].

Предполагалось, что сроки строительства составляют для АЭС семь лет, электростанций на угле – четыре года, на газе – два года, ВИЭ – один год; затраты на снятие с эксплуатации равны 15% начальных капиталовложений для АЭС и 5% для других энергоисточников; эти затраты распределены на период 10 лет.

Результаты расчетов при норме дисконта $d = 7,5\%$ представлены на рис. 1, 2. Рассмотрены два варианта – для зарубежных и российских условий.

Плата за выбросы диоксида углерода определялась на основе результатов математического моделирования [3 – 5] для трех сценариев:

1 – без ограничений на выбросы CO_2 , при этом цена выбросов $p^* = 0$ \$/т CO_2 ;

АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

2 – с умеренными ограничениями (37 Гт CO_2 в 2030 г. и 45 Гт CO_2 в 2050 г.),
 $p^* = 30$ \$/т CO_2 ;

3 – с жесткими ограничениями (30 Гт CO_2 в 2030 г. и 15 Гт CO_2 в 2050 г.),
 $p^* = 120$ \$/т CO_2 .

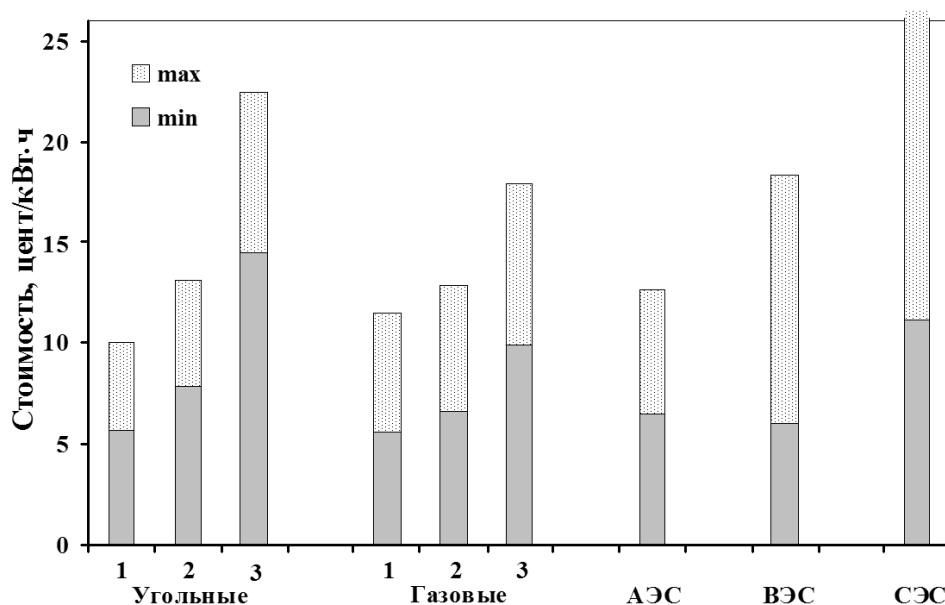


Рис. 1. Стоимость энергии электростанций разных типов для зарубежных условий (1 – без учета платы за выбросы; 2 – плата 30 \$/т CO_2 ; 3 – плата 120 \$/т CO_2); АЭС – атомные электростанции; ВЭС – ветровые электростанции; СЭС – солнечные электростанции

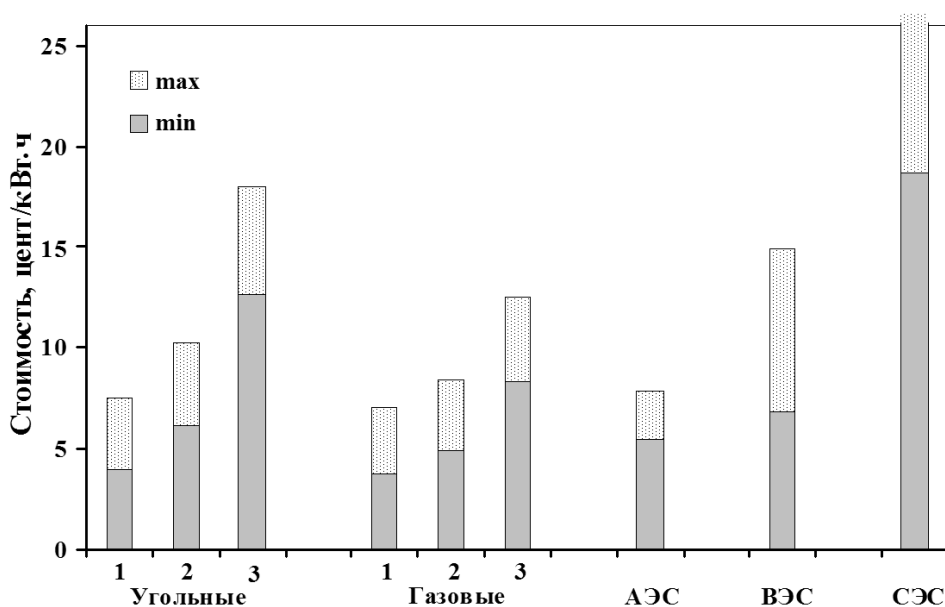


Рис. 2. Стоимость энергии электростанций разных типов для условий России (1 – без учета платы за выбросы; 2 – плата 30 \$/т CO_2 ; 3 – плата 120 \$/т CO_2); АЭС – атомные электростанции; ВЭС – ветровые электростанции; СЭС – солнечные электростанции

Как видно из результатов расчетов, без учета платы за выбросы как в России, так и за рубежом угольные, газовые, атомные и ветровые электростанции могут

оказаться равноэкономичными – интервалы неопределенности стоимости электроэнергии перекрываются. Поэтому в каждом конкретном случае предпочтение должно отдаваться варианту, всесторонняя оценка которого выполнена с учетом местной специфики и стратегических целей энергетической политики страны: эффективное использование дефицитных ресурсов, диверсификация энергоснабжения, энергетическая безопасность, социально-экономическая эффективность, создание условий для перехода к устойчивому развитию и др.

С учетом платы за выбросы повышается конкурентоспособность АЭС и ВИЭ. При $p^* = 120$ \$/т CO₂ стоимость электроэнергии угольных электростанций увеличивается более чем в два раза, и они во всех случаях не могут конкурировать с АЭС. При такой плате за выбросы с АЭС все еще могут конкурировать электростанции на газе, хотя в среднем они будут менее эффективны. Достаточно дешевую энергию могут производить ветровые электростанции, однако вследствие стохастического характера их работы требуется использование дублирующих мощностей. Энергия солнечных электростанций при использованных технико-экономических характеристиках остается все еще слишком дорогой.

ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ И МИРА

Для оценки конкурентоспособности ядерных энергоисточников недостаточно ограничиться сравнением стоимости производимой ими энергии со стоимостью энергии конкурирующих источников энергии. Необходимо учитывать также влияние системных эффектов, которые возникают вследствие наличия связей между объектами топливно-энергетического комплекса, дополнительных условий и ограничений. К ним относятся ограничения на уровни энергопотребления, добычу органических топлив, выбросы вредных веществ, режимы электропотребления (работа в базовой или пиковой части графиков нагрузки), наличие возможности использования ядерной энергии не только для производства электроэнергии, но также тепла и вторичных энергоносителей (водорода), необходимость дублирования стохастической выработки ВИЭ, ограничения на темпы роста отдельных технологий и др.

Системные эффекты обычно учитываются посредством применения математических моделей, использования сценарного подхода для учета неопределенности информации о будущих условиях развития энергетики.

В работе для оценки конкурентоспособности ядерных и неядерных энергоисточников использована динамическая версия математической модели GEM (Global Energy Model). Модель описывает энергетику в виде взаимосвязанных процессов (технологий) добычи или производства первичных энергоресурсов (нефти, природного газа, угля, урана, возобновляемых источников энергии), их преобразования во вторичные энергоносители (моторное топливо, синтетический природный газ, метанол, водород и др.) и производства конечных видов энергии (электрической, тепловой, механической и химической) [3, 12].

Для каждой из рассматриваемых технологий задаются удельные капиталовложения на ввод объектов, эксплуатационные затраты, выход конечного продукта на единицу потребляемого ресурса (КПД), выход побочных продуктов (вредных веществ) и некоторые другие характеристики. Ядерная энергетика в модели GEM представлена технологиями добычи урана, производства электроэнергии на АЭС с тепловыми и быстрыми реакторами, производства тепла на атомных станциях теплоснабжения, преобразования ядерной энергии в водород. Добыча урана представлена в виде технологий с различными ценами извлечения урана: от 10 до 37 \$/т у.т., что приблизительно соответствует топливной составляющей стоимости электроэнергии АЭС 0,4 – 1,3 цент/кВт·ч.

Энергетическая система характеризуется множеством узлов (регионов) $R = \{1, \dots, r_u\}$, множеством технологий $J = \{1, \dots, j_u\}$, а также множествами графиков нагрузок, загрязнителей окружающей среды, энергоносителей (первичных, вторичных), конечных видов энергии, конечных продуктов (услуг) и неэнергетических факторов (например, инвестиции). Каждая технология j из списка J в регионе $r \in R$ в период $t \in T$ характеризуется установленной мощностью (производительностью) x_{tj} и удельными приведенными затратами c_{tj} .

Рассматриваемый интервал развития системы T разбивается на t_u периодов – $T = \{1, \dots, t_u\}$ длительностью Δt_t каждый. Длительность периодов может быть величиной переменной. Требуется найти такую программу развития мировой энергетической системы (вектор x^{opt}) на интервале времени T , которая доставляла бы минимум целевой функции Z . В качестве целевой функции Z выбраны суммарные приведенные затраты на развитие и функционирование МЭС на интервале T .

Математическое описание развития технологической структуры мировой энергетической системы в динамической постановке можно представить в следующем виде. Найти минимум целевой функции

$$Z = \sum_t \sum_r \sum_j c_{tj} x_{tj}, \quad \forall t \in T, \quad \forall r \in R, \quad \forall j \in J$$

при соблюдении условий, связанных с обеспечением покрытия потребностей в энергии и пиковых нагрузок, баланса производства и потребления энергоносителей и ряда ограничений (финансовых, на использование невозобновляемых энергетических ресурсов, экологических и прочих) [3, 12].

Для расчета на модели сформированы три сценария, аналогичные приведенным на рис. 3, 4 (1 – без ограничений на выбросы CO_2 , 2 – с мягкими и 3 – с жесткими ограничениями).

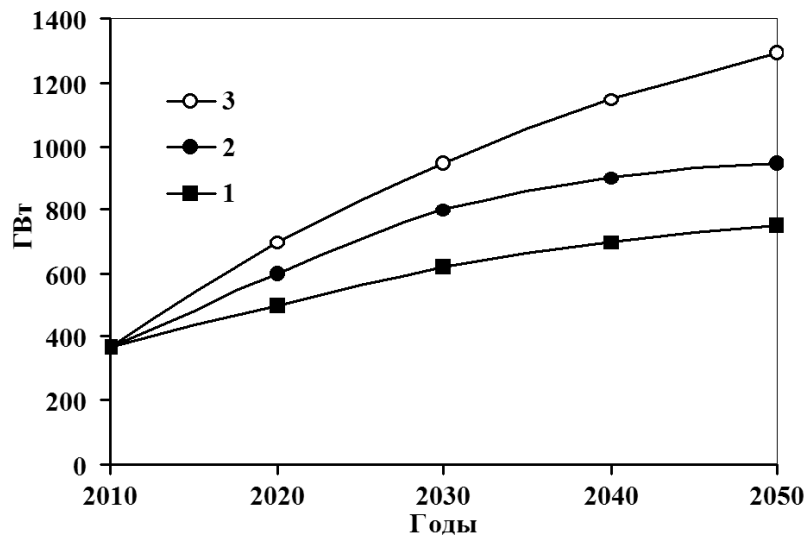


Рис. 3. Установленные мощности АЭС (ГВт) в мире для трех сценариев

В первом сценарии на протяжении всего прогнозного периода основой мировой энергетики остается органическое топливо, прежде всего уголь. Основным источником выбросов диоксида углерода в этом сценарии являются угольные электростанции и котельные, играющие важную роль в производстве электрической и тепловой энергии. Ужесточение ограничений на выбросы приводит к уменьшению по-

требления органических топлив, особенно угля. С другой стороны, существенно возрастает потребление ядерной энергии и возобновляемых источников энергии.

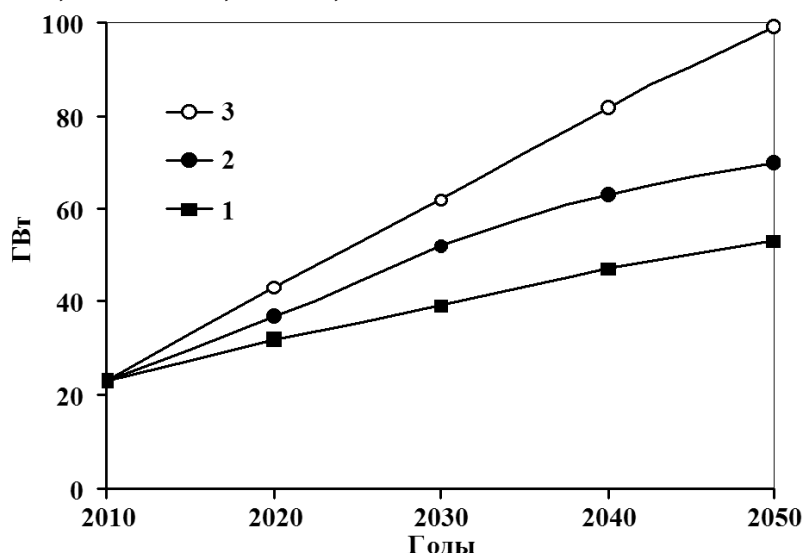


Рис. 4. Установленные мощности АЭС (ГВт) в России для трех сценариев

Расчеты показывают, что в зависимости от складывающихся внешних условий развития мировой энергетики, в частности, ограничений на выбросы парниковых газов, уже с первой четверти XXI в. может возникнуть необходимость ввода реакторов на быстрых нейтронах – бридеров [12 – 18].

Согласно проведенным расчетам, доля АЭС в мировом производстве электроэнергии должна возрасти и составить 17 – 24 % в середине века (табл. 2). В России доля АЭС будет еще выше за счет более быстрого перехода к использованию реакторов на быстрых нейтронах и составит 25 – 36 % к середине века.

Таблица 2

Производство электроэнергии (тыс. ТВтЧ/год) и доля АЭС в производстве электроэнергии (%)

	Годы		
	2010	2030	2050
Мир, всего	18,2	29–32	36–42
в т.ч. АЭС	2,6	5–7	6–10
доля АЭС, %	14	17–22	17–24
Россия, всего	1,0	1,3–1,6	1,6–2,0
в т.ч. АЭС	0,2	0,3–0,5	0,4–0,7
доля АЭС, %	17	23–28	25–36

Приведенные прогнозы отражают оптимальные масштабы развития ядерной энергетики по экономическому критерию. Они справедливы в рамках рассмотренных сценариев. При этом сценарий низких цен на органическое топливо, который начал реализовываться в последнее время, не рассматривался. Такой подход оправдан тем, что этот сценарий в значительной степени связан с внеэкономическими факторами, и в долгосрочной перспективе рост цен на органическое топливо будет неизбежен в связи с истощением его ресурсов. Кроме того, в случае введения экологических

ограничений повышение конкурентоспособности АЭС и ВИЭ произойдет при любых ценах на топливо.

ВЫВОДЫ

1. Проведено сопоставление экономической эффективности электростанций разных типов с учетом неопределенности параметров. Показано, что без учета платы за выбросы энергоисточники всех рассмотренных типов могут оказаться конкурентоспособными на энергетических рынках (при тех или иных условиях), в том числе и в России. Внедрение более дорогих солнечных электростанций стимулируется, в основном, внеэкономическими факторами.

2. При учете платы за выбросы парниковых газов повышается конкурентоспособность АЭС и ВИЭ, причем атомные электростанции становятся наиболее экономичным источником энергии.

3. Дополнительное сравнение энергоисточников разных типов с учетом системных эффектов выполнено с использованием модели GEM. Расчеты показывают, что во всех рассмотренных сценариях должны возрасти масштабы использования ядерной энергии. Наиболее существенным этот рост будет при жестких экологических ограничениях – примерно в четыре раза в России и 3,5 раза в мире.

Литература

1. Climate Change 2014. IPCC Fifth Assessment Synthesis Report, 2014. 139 p.
2. Указ Президента Российской Федерации «О сокращении выбросов парниковых газов» № 752 от 30.09.2013. – Российская газета. 2013. – 4 октября 2013 г. (Доступно на сайте <http://www.rg.ru/2013/10/04/eco-dok.html>).
3. Belyaev L.S., Marchenko O.V., Filippov S.P. et al. World energy and transition to sustainable development. – Dordrecht, Boston, London: Kluwer Academic Publishers, 2002. – 264 p.
4. World Energy Outlook. – Paris: IEA, 2013. – 708 p.
5. Luckow P., Stanton E., Field S. et al. 2015 Carbon Dioxide Price Forecast. – Synapse Energy Economics, Inc., Cambridge, Massachusetts, USA, 2015. – 39 p.
6. Марченко О.В., Соломин С.В. Анализ области экономической эффективности ветродизельных электростанций // Промышленная энергетика. – 1999. – № 2. – С. 49-53.
7. Марченко О.В., Соломин С.В. Анализ экономической эффективности возобновляемых источников энергии в децентрализованных системах энергоснабжения // Альтернативная энергетика и экология. – 2009. – № 5. – С. 78-84.
8. World energy perspective: cost of energy technologies. – London: World Energy Council, 2013. – 48 p.
9. Projected costs of generating electricity. 2010 edition. – Paris: International Energy Agency/Nuclear Energy Agency, 2010. – 215 p.
10. Technology Roadmap: Nuclear Energy. 2015 edition. – Paris: IEA, 2015. – 64 p.
11. Кононов Ю.Д. Анализ и прогноз возможной динамики цен на топливо на мировых и российских рынках. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. – 30 с.
12. Беляев Л.С., Марченко О.В., Соломин С.В. Исследование долгосрочных тенденций развития энергетики России и мира // Известия РАН. Энергетика. – 2011. – № 2. – С. 3-11.
13. Мурогов В.М., Пономарев-Степной Н.Н. Ядерная технология – гарант стабильности России в XXI веке // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2005. – № 2. – С. 3-8.
14. Зродников А.В. Быстрые реакторы в энергообеспечении устойчивого развития России // Атомная энергия. – 2010. – Т. 108. – Вып. 4. – С. 183-185.
15. Поплавский В.М. Состояние и тенденции развития технологии быстрых реакторов // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2011. – № 1. – С. 5-15.
16. Егоров А.В., Коробейников В.В., Поплавская Е.В., Фесенко Г.В. Оценка чувствительности модели развития ядерной энергетики России к возможным изменениям выбранных экономических параметров // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2012. – № 3. – С. 53-61.

17. Каграманян В.С., Коробейников В.В., Поплавская Е.В. и др. Оценка экономического риска, обусловленного задержкой ввода АЭС с быстрыми реакторами // Атомная энергия. – 2013. Т. 114. – Вып. 2. – С. 67-76.

18. Адамов Е.О., Джалалян А.В., Лопаткин А.В. и др. Концептуальные положения стратегии развития ядерной энергетики России в перспективе до 2100 года // Атомная энергия. – 2012. – Т. 112. – Вып. 6. – С. 319-330.

Поступила в редакцию 26.06.2015 г.

Авторы

Марченко Олег Владимирович, ведущий научный сотрудник, доцент, канд. техн. наук
E-mail: marchenko@isem.irk.ru

Соломин Сергей Владимирович, старший научный сотрудник, канд. техн. наук
E-mail: solomin@isem.irk.ru

UDC 621.039.003

INVESTIGATION OF ECOLOGICAL CONSTRAINTS INFLUENCE ON COMPETITIVENESS OF NUCLEAR POWER PLANTS

Marchenko O.V. , Solomin S.V.

Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian
Academy of Sciences. 130, Lermontov st., Irkutsk, 664033 Russia

ABSTRACT

The analysis of economic efficiency of nuclear power sources and competing power plants on organic fuel and renewables is carried out to the period till 2050.

Technical and economic indicators of power plants of different types taking into account an interval of their uncertainty are systematized. Competitiveness of power plants of different types was estimated on the basis of their electric energy cost. Energy cost is presented in the form of the sum of such components: cost of construction, annual operational cost, decommissioning cost, fuel cost, and a payment for emissions. It is shown that without a payment for emissions power sources of all considered types can be competitive in the energy markets (under these or those conditions), including markets in Russia. Under the condition with ecological constraints (a payment for greenhouse gases emissions) nuclear power plants appear the most economic power sources.

Additional comparison of power sources of different types taking into account system effects has been performed with use of the GEM model (Global Energy Model). Calculations show that scales of nuclear energy use have to increase in all three considered scenarios. This growth will be the most essential at rigid ecological constraints – approximately by 4 times to the middle of the century in Russia and 3,5 times in the world.

Key words: nuclear energy, electricity cost, ecological constraints, emission cost, efficiency, energy model, forecast.

REFERENCES

1. Climate Change 2014. IPCC Fifth Assessment Synthesis Report, 2014. 139 p.
2. Ukaz Prezidenta Rossijskoy Federacii «O sokrashhenii vybrosov parnikovyh gazov» № 752 ot 30.09.2013 (The decree of the President of the Russian Federation «About reduction of greenhouse gases emissions» No. 752 of 30.09.2013).
Available at: <http://www.rg.ru/2013/10/04/eco-dok.html> (accessed 4 Oct. 2013) (in Russian).

3. Belyaev L.S., Marchenko O.V., Filippov S.P., Solomin S.V., Stepanova T.B., Kokorin A.L. World energy and transition to sustainable development. Dordrecht/Boston/London, Kluwer Academic Publishers, 2002. 264 p.
4. World Energy Outlook. Paris, IEA, 2013. 708 p.
5. Luckow P., Stanton E., Field S., Biewald B., Jackson S., Fisher J., Wilson R. 2015 Carbon Dioxide Price Forecast. Cambridge, Massachusetts, USA, Synapse Energy Economics, Inc., 2015. 39 p.
6. Marchenko O.V., Solomin S.V. Analiz oblasti ekonomicheskoy effektivnosti vetrodizel'nykh elektrostancii [Economical efficiency analysis of wind-diesel power plant]. *Promyshlennaya energetika*. 1999, no. 2, pp. 49-53 (in Russian).
7. Marchenko O.V., Solomin S.V. Analiz ekonomicheskoy effektivnosti возобновляемых источников энергии в децентрализованных системах энергоснабжения [The analysis of economic effectiveness of renewable energy sources in decentralized energy system]. *Альтернативная энергетика и экология* (International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology). 2009, no. 5, pp. 78-84 (in Russian).
8. World energy perspective: cost of energy technologies. London, World Energy Council, 2013. 48 p.
9. Projected costs of generating electricity. 2010 edition. Paris, International Energy Agency/Nuclear Energy Agency, 2010. 215 p.
10. Technology Roadmap: Nuclear Energy. 2015 edition. Paris, IEA, 2015. 64 p.
11. Kononov Yu.D. Analiz i prognoz vozmozhnoy dinamiki cen na toplivo na mirovykh i rossijskikh rynkakh [The analysis and the forecast of possible dynamics of fuel prices in the world and Russian markets]. Irkutsk, ISEM SO RAN, 2013. 30 p. (in Russian).
12. Belyaev L.S., Marchenko O.V., Solomin S.V. Issledovanie dolgosrochnykh tendencij razvitiya jenergetiki Rossii i mira [Investigation of long-term trends of Russia and world energy systems development]. *Izvestiya RAN. Energetika*. 2011, no. 2, pp. 3-11. (in Russian).
13. Murogov V.M., Ponomarev-Stepnoy N.N. Yadernaya tehnologiya – garant stabil'nosti Rossii v XXI veke [Nuclear Technology – Guarantee of the Stable Development Russia in the 21 Century]. *Izvestiya vuzov. Yadernaya energetika*. 2005, no. 2, pp. 3-8 (in Russian).
14. Zrodnikov A.V. Fast reactors in the energy security for the stable development of Russia. *Atomic Energy*. 2010, v. 108, no. 4, pp. 230-233.
15. Poplavsky V.M. Sostoyanie i tendencii razvitiya tehnologii bystrykh reaktorov [Status and Trends of the Fast Reactor Technology Development]. *Izvestiya vuzov. Yadernaya energetika*. 2011, no. 1, pp. 5-15 (in Russian).
16. Egorov A.V., Korobeynikov V.V., Poplavskaya E.V., Fesenko G.V. Ocenka chuvstvitel'nosti modeli razvitiya jadernoy jenergetiki Rossii k vozmozhnym izmeneniyam vybrannykh jekonomicheskikh parametrov [Assessment of Russia Nuclear Power Development Model Sensitivity Analysis to Possible Changes of Selected Economic Parameters]. *Izvestiya vuzov. Yadernaya energetika*. 2012, no. 3, pp. 53-61 (in Russian).
17. Kagramanyan V.S., Korobeynikov V.V., Poplavskaya E.V., Belyaev L.S., Marchenko O.V., Solomin S.V. Assessment of the economic risk due to delayed startup of NPP with fast reactors. *Atomic Energy*. 2013, vol. 114, no. 2, pp. 83-93.
18. Adamov E.O., Dzhalyavay A.V., Lopatkin A.V., Molokanov N.A., Muravyov E.V., Orlov V.V., Kal'akin S.G., Rachkov V.I., Troyanov V.M., Avrorin E.N., Ivanov V.B., Aleksakhin R.M. Conceptual framework of a strategy for the development of nuclear power in Russia to 2100 // *Atomic Energy*. 2012, v. 112, no. 6, pp. 391-403.

Authors

Marchenko Oleg Vladimirovich, Leading Researcher, Associate Professor

E-mail: marchenko@isem.irk.ru

Solomin Sergej Vladimirovich, Senior Researcher

E-mail: solomin@isem.irk.ru