

---

doi:<https://doi.org/10.15407/emodel.40.05.111>

УДК 519.711

**Ю.Г. Куцан**, д-р техн. наук  
Ин-т проблем моделирования  
в энергетике им. Г.Е. Пухова НАН Украины  
(Украина, 03164, Киев, ул. Генерала Наумова, 15,  
тел. +38 (044) 4241442; e-mail: kutsan.ug@ipme.kiev.ua ; kutsan.ug@ukr.net),  
**О.В. Годун, В.Н. Кирьянчук**, канд. физ.-мат. наук  
Научно-технический центр ГП НАЭК «Энергоатом»  
(Украина, 01054, Киев, вул. Б. Хмельницького, 63А,  
тел. +38(044) 2069735; e-mail: o.godun@ntc.atom.gov.ua; o\_godun@ukr.net;  
тел. +38(044) 2069735; e-mail: v.kyryanchuk@ntc.atom.gov.ua)

## **Применение кода NEST для сравнительной экономической оценки энергетических систем**

Представлены результаты применения расчетной программы NEST для оценки экономических индикаторов энергетических систем АЭС-2006, AP-1000 и ТЭС на твердом топливе. Оценка проведена согласно критериям методологии МАГАТЭ INPRO. Сформирована исходная информация по типам генерации. Дано обоснование экономической привлекательности строительства новых энергоблоков АЭС в Украине.

*К л ю ч е в ы е с л о в а:* код NEST, ядерная энергетическая система, экономика.

В 2018 г. общая установленная мощность АЭС Украины составила 13,8 ГВт. Доля АЭС в производстве электроэнергии составила 56%. Принимая во внимание стабильную эксплуатацию АЭС, можно утверждать, что атомная генерация является необходимым фактором устойчивости объединенной энергетической системы (ОЭС) Украины. В соответствии с положениями Новой энергетической стратегии развития Украины до 2035 г. [1] предполагаемая энерговыработка на АЭС должна составить 94 млрд. кВт·ч, что соответствует 50% общего производства электроэнергии. Для достижения указанной цели предполагается строительство и ввод в эксплуатацию энергоблока №3 Хмельницкой АЭС в 2025 г. и замещающих мощностей АЭС вместо выводимых из эксплуатации после 2030 г. энергоблоков №1, №2 Ровенской АЭС и №1 Южно-Украинской АЭС.

Стратегией [1] не определены целевые показатели ОЭС Украины после 2035 г. Вместе с тем, принимая во внимание продление срока эксплуатации действующих энергоблоков АЭС на 20 лет, в период с 2030 по 2040 г.

© Ю.Г. Куцан, О.В. Годун, В.Н. Кирьянчук, 2018

предположительно будут выведены из эксплуатации энергоблоки АЭС суммарной установленной мощностью 10,8 ГВт. Этим обусловлена необходимость изучения инвестиционной привлекательности строительства АЭС в Украине в условиях снижения стоимости на углеводородные источники энергии и низких капитальных затрат на строительство других видов генерации электроэнергии по сравнению с затратами на строительство АЭС.

**Постановка и решение задачи.** Для выполнения анализа экономической привлекательности строительства в Украине энергоблоков АЭС по сравнению с усовершенствованными ТЭС на угольном топливе проведены такие исследования:

1) разработана база технико-экономических данных рассматриваемых энергоблоков АЭС и ТЭС;

2) сформированы задачи, для решения которых используется код NEST (Nuclear Economics Support Tool) с применением критериев МАГАТЭ сравнительной оценки экономических индикаторов энергетических систем.

Методология МАГАТЭ INPRO (International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles) по оценке инновационных реакторов и топливных циклов в рамках анализа экономических индикаторов [2] основана на базовом принципе устойчивости энергетических систем, а именно «энергия и связанные с нею продукты и услуги, производимые инновационными ядерными энергетическими системами, должны быть доступны как в смысле наличия, так и в смысле цены». Таким образом, устойчивость ядерной энергетической системы (ЯЭС) может быть достигнута только при условии, что стоимость энергии, производимой ЯЭС с учетом всех затрат и кредитов, должна быть конкурентоспособной относительно стоимости энергии, производимой альтернативными энергоисточниками, доступными для применения в одном и том же временном интервале и географическом регионе.

Анализ экономики ЯЭС включает оценку суммарных затрат не на развертывание энергосистемы, а на рассмотрение используемых в мировой практике следующих индикаторов: приведенная стоимость производства электроэнергии (LUEC), чистая приведенная стоимость (NPV), внутренняя норма доходности (IRR), возврат инвестиций (ROI).

Под ЯЭС подразумеваются реакторы третьего (+) поколения AP-1000 (Westinghouse, США) [3] и АЭС-2006 (ОКБ «Гидропресс», РФ) [4] установленной электрической мощностью до 1200 МВт. Выбор данных ЯЭС обусловлен опытом эксплуатации энергоблоков подобного типа (водяной энергетический реактор с водой под давлением) и сопоставительной к эксплуатируемым в Украине энергоблокам ВВЭР-1000 (проект В-320, установленная электрическая мощность 1000 МВт) величиной установленной мощности энергоблоков.

Для сравнительного анализа в качестве альтернативного энергетического источника рассмотрена двухблочная эволюционная электростанция на твердом топливе (уголь) номинальной электрической мощностью 1300 МВт с улучшенными технико-экономическими параметрами на основе пылеугольной установки номинальной электрической мощностью 650 МВт. Выбор обусловлен особенностями ОЭС Украины с долей тепловых электростанций в производстве электроэнергии более 45% и наличием значительных национальных запасов угля более 56,6 млрд т (4% общемировых запасов).

Основными индикаторами, определяющими экономику строительства различных типов генерации электроэнергии, являются капитальные затраты, время строительства энергоблоков и ставка дисконтирования.

Согласно данным, приведенным в [5], капитальные затраты на строительство планируемой в Белоруссии АЭС составляют 4700 дол.США/кВт. В [6] для четырехблочной АЭС Аккую (Турция) указаны общие затраты в размере 20 млрд.дол.США (5000 дол.США/кВт). При этом в 2014 г. стоимость АЭС Аккую возросла на 20% и составила 27 млрд.дол.США (5 769 дол.США/кВт), что в целом соответствует общему тренду повышения капитальных затрат на новые энергоблоки согласно данным работы [7]. Для энергоблока AP-1000 [8] в 2016 г. капитальные затраты на строительство энергоблока №3 АЭС Вогл (США) составили 5 460 дол.США/кВт, а для энергоблока ТЭС [9] за 2010 г. указано 2890 дол.США/кВт с неопределенностью в сторону роста затрат на +35%.

Согласно данным [5] общее время строительства энергоблока АЭС в Белоруссии составляет шесть лет. Для АЭС Аккую время строительства каждого из энергоблоков четырехблочной АЭС составляет пять лет. С учетом значительного отставания в планах строительства новых энергоблоков согласно [8] время строительства АЭС принято шесть лет. Согласно [9] время строительства энергоблока на угле составляет 55 месяцев, т.е. четыре года.

Технико-экономические данные для энергоблоков АЭС и ТЭС, полученные с использованием кода NEST [2], представлены в табл. 1. Стоимость ядерного топлива определяется отдельно исходя из стоимости всех составляющих его производства и общей массы тепловыделяющей сборки.

Сравнительная оценка экономических индикаторов для различных энергосистем на основе энергоблоков АЭС-2006, AP-1000 и двухблочной ТЭС выполнена кодом МАГАТЭ NEST [2], разработанным в среде Microsoft Excel с целью предоставления эксперту возможности использовать критерии методологии МАГАТЭ INPRO для определения количественных экономических параметров LUEC, NPV, IRR, ROI. Результаты срав-

нительной оценки выбранных вариантов ЯЭС и альтернативной генерации на основе усовершенствованной угольной электростанции с учетом технико-экономических параметров (см. табл. 1), представлены в табл. 2.

Приведенная стоимость производства электроэнергии для АР-1000 и АЭС-2006 составляет соответственно 97,08 и 92,85 дол.США/МВт·ч. Для угольной генерации ЛУЭС составляет 86,84 дол.США/МВт·ч при налогах за выбросы  $\text{CO}_2$  — 30 дол.США/т, т.е. 144,10 дол.США/МВт·ч при стоимости выбросов 100 дол.США/т. Как видим, проекты АР-1000 и АЭС-2006 практически равноценны и по сравнению с угольной генерацией, с учетом высокого налога на выбросы  $\text{CO}_2$ , являются конкурентоспособными.

Таблица 1

Параметр	АЭС-2006	АР-1000	ТЭС
Мощность энергоблока электрическая, МВт	1170	1117	1300
Время строительства, лет	6	6	4
Срок эксплуатации, лет	60	60	30{40}
Средний коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), %	0,9	0,93	0,9
Капитальные затраты, дол.США/кВт	4 700	5 460	2 890
Постоянные затраты, дол.США/кВт	57,7	56	31,18
Переменные затраты, дол.США/МВт·ч	6,6	2,14	4,47
Стоимость снятия с эксплуатации, дол.США/МВт·ч	6	6	—
Схема освоения стоимости на этапе строительства, % г	1—0,020	1—0,020	1—0,15%
	2—0,146	2—0,146	2—0,35%
	3—0,220	3—0,220	3—0,35%
	4—0,244	4—0,244	4—0,15%
	5—0,217	5—0,217	
	6—0,153	6—0,153	
Дисконт, %	0,1	0,1	0,1
Прибыль, млн.дол.США/г	1110	1100	1229
Доходность, %	28	28	28
Стоимость топлива, дол.США/ГДж	—	—	2,28
Коэффициент полезного действия, %	0,352	0,32	0,44
Среднее обогащение $\text{U}^{235}$ топлива перегрузки, %	0,0479	0,0479	—
Масса $\text{UO}_2$ в тепловыделяющей сборке, кг	525	525	—



Результаты анализа LUEC для ЯЭС в процентах от значений, приведенных в табл. 1

Для оценки влияния основных технико-экономических параметров АЭС и ТЭС на изменение LUEC выполнен анализ чувствительности. Результаты влияния изменений ключевых параметров энергосистемы (КИУМ, ставки дисконтирования, стоимости топлива и др.) на LUEC для АЭС-2006, AP-1000 и угольной электростанции представлены на рисунке. Параметры варьировались в диапазоне  $\pm 50\%$  от исходного значения, КИУМ изменялся в диапазоне от  $-50\%$  (для нижнего значения) до  $1\%$  (для верхнего значения). Период строительства изменялся в диапазоне  $\pm 1$  год от базового значения.

Результаты анализа чувствительности свидетельствуют о существенной зависимости экономических индикаторов ЯЭС и ТЭС от следующих факторов:

ставки дисконтирования (изменение от 5 до 15% приводит к изменению LUEC от 58,8 до 141,4 дол.США/МВт·ч);

Таблица 2

Индикатор	АЭС-2006	AP-1000	ТЭС
LUEC, дол.США/МВт·ч	97,07652	92,84974	62,29117
NPV, дол.США/МВт·ч	2047,536	2346,846	4894,161
IRR, %	0,132162	0,141188	0,234141
ROI, %	0,156918	0,169371	0,265097
Полные инвестиции (Total investment), млн.дол.США	7475,499	6740,283	4351,17
Предел инвестиций (Investment limits), млн.дол.США	1320	1332	983,2

капитальных затрат (изменение  $\pm 50\%$  от рассматриваемого значения приводит к изменению LUEC от 59,6 до 134,5 дол.США/МВт·ч);

значения КИУМ (изменение  $\pm 50\%$  от рассматриваемого значения приводит к изменению LUEC от 179,9 до 91,28 дол.США/МВт·ч);

продолжительности строительства АЭС (при изменении от пяти до семи лет графика ввода АЭС в эксплуатацию изменение LUEC составит от 94,04 до 100,5 дол.США/МВт·ч).

Существенно не влияют на LUEC сроки эксплуатации АЭС (при эксплуатации в течение 30 и 90 лет величина LUEC составляет соответственно 96,7 и 92,6 дол.США/МВт·ч), постоянные и переменные затраты, стоимость элементов переднего края ядерно-топливного цикла.

## Выводы

На основании полученных результатов установлено, что энергоблоки АР-1000 и АЭС-2006 являются конкурентоспособными по сравнению с ТЭС на твердом топливе (уголь) только при условии высокой стоимости на углеводородное топливо, низкой ставки дисконтирования (менее 10%), капитальных затратах на строительство энергоблока АЭС менее 4700 USD/кВт и наличии налога на выбросы CO<sub>2</sub> для угольной генерации на уровне 100 USD/т.

Согласно оценке с использованием программы MAGATЭ NEST LUEC для проектов АР-1000 и АЭС-2006 составляет соответственно 97,07 и 92,85 дол.США/МВт·ч. Аналогичный показатель для угольной генерации составляет 62,29 и 86,83 дол.США/МВт·ч при стоимости выбросов CO<sub>2</sub>, соответственно от нуля до 30 дол.США/т. Только при стоимости выбросов CO<sub>2</sub> 100 дол.США/т LUEC для ТЭС составит 104,24 дол.США/МВт·ч, что на 11% больше, чем для ядерной генерации.

Внутренняя норма доходности и возврат инвестиций для АР-1000 и АЭС-2006 практически равнозначны. Неотрицательные величины IRR и ROI свидетельствуют о принципиальной возможности строительства АЭС в Украине. Все проекты являются эффективными, поскольку значение IRR больше, чем ставка дисконтирования (10%). По показателю IRR АЭС лучше тепловой ТЭС при высоких ставках налога на выбросы CO<sub>2</sub>. Однако по окупаемости инвестиций этот показатель для всех видов генерации значительно ниже единицы, что свидетельствует об их низкой инвестиционной привлекательности. Для повышения привлекательности строительства новых энергоблоков АЭС следует увеличивать эффективность генерации (прежде всего, повышать КИУМ энергоблоков АЭС до предусмотренных проектом значений 85—90%). При этом необходимы государственные гарантии на возврат инвестиций, экономическая стабильность государства (снижение ставки дисконтирования ниже параметра инфляции национальной валюты), повышение налога на выбросы CO<sub>2</sub>.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Енергетична стратегія України до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»*. Розпорядження КМУ від 18.08.2017 №. 605-г
2. *INPRO METHODOLOGY FOR SUSTAINABILITY ASSESSMENT OF NUCLEAR ENERGY SYSTEMS: ECONOMICS*. Vienna: IAEA, 2014, 103 p. (IAEA Nuclear Energy Series. No. NP-T-4.4).
3. *Schulz T.L.* Westinghouse AP1000 advanced passive plant. *Nuclear Engineering and Design*. 2006, Vol. 236, Issues 14—16, p. 1547—1557.
4. *Проект АЭС-2006*. Основные концептуальные решения на примере Ленинградской АЭС. Атомэнергопроект, 2011. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://atomicexpert-old.com/sites/default/files/library-pdf/2011>.
5. *INPRO Assessment of the Planned Nuclear Energy System of Belarus*. A Report of the International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO) IAEA TECDOC № 1716. Vienna: IAEA, 2013, 298 p.
6. *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. U.S. Department of Energy, U.S. Energy Information Administration. Washington, DC 20585. April 2013. 201 p. [Электронный ресурс] Режим доступа: [https://www.eia.gov/outlooks/capitalcost/pdf/updated\\_capcost.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf).
7. *Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management*. OECD. NEA No. 7195, 2015. 248 p. [Электронный ресурс] Режим доступа <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7195-nn-build-2015.pdf>.
8. *Vogtle Units 3 and 4*. Thirteenth Semi-Annual Construction Monitoring Report. Georgia Power. August 2015. № 29849.
9. *Cost and Performance data for power generation technologies*. Prepared for the National Renewable Energy Black & Veatch Holding Company. February, 2012. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://refman.energytransitionmodel.com/publications/1921>.

Получена 13.09.18

REFERENS

1. Energy Strategy of Ukraine until 2035 “Safety, Energy Efficiency, Competitiveness” (2017), Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine, August 18, 2017, no. 605-r.
2. *INPRO METHODOLOGY FOR SUSTAINABILITY ASSESSMENT OF NUCLEAR ENERGY SYSTEMS: ECONOMICS*, (2014), IAEA, IAEA Nuclear Energy Series, no. NP-T-4.4, Vienna, Austria.
3. Schulz, T.L. (2006), “Westinghouse AP1000 advanced passive plant”, *Nuclear Engineering and Design*, Vol. 236, Iss. 14-16, pp. 1547-1557.
4. Project NPP-2006. (2011), Basic conceptual decisions on the example of the Leningrad NPP, Atomenergoproekt, available at: <http://atomicexpert-old.com/sites/default/files/library-pdf/2011>.
5. *INPRO Assessment of the Planned Nuclear Energy System of Belarus*. A Report of the International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO) IAEA TECDOC (2013), no. 1716, IAEA, Vienna, Austria.
6. *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. U.S. (2013), Department of Energy, U.S. Energy Information Administration. Washington, DC 20585, April 2013, available at: [https://www.eia.gov/outlooks/capitalcost/pdf/updated\\_capcost.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf).
7. *Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management* (2015), OECD, NEA, no. 7195, available at: <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7195-nn-build-2015.pdf>.

8. Vogtle Units 3 and 4 (2012), Seventh Semi-Annual Construction Monitoring Report, August 2012, Docket №29849, available at: <http://mediad.publicbroadcasting.net/p/wabe/files/Final%207th%20VCM%20Report%20083012.pdf>.
9. Cost and Performance data for power generation technologies (2012), Prepared for the National Renewable Energy Black & Veatch Holding Company, February, 2012, available at: <https://refman.energytransitionmodel.com/publications/1921>.

Received 13.09.18

*Ю.Г. Куцан, О.В. Годун, В.М. Кир'янчук*

#### ЗАСТОСУВАННЯ КОДУ NEST ДЛЯ ПОРІВНЯЛЬНОЇ ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

Наведено результати застосування розрахункової програми NEST для оцінки економічних індикаторів енергетичних систем АЕС-2006, AP-1000 і ТЕС на твердому паливі. Оцінку виконано згідно з критеріями методології МАГАТЕ INPRO. Сформовано вихідну інформацію за типами генерації. Дано обґрунтування економічної привабливості побудови нових енергоблоків АЕС в Україні.

*К л ю ч о в і с л о в а: код NEST, ядерна енергетична система, економіка.*

*U.G. Kutsan, O.V. Godun, V.N. Kyrianchuk*

#### APPLICATION OF NEST CODE FOR COMPARATIVE ECONOMIC EVALUATION OF ENERGY SYSTEMS

The results of application of the settlement program NEST for estimation of economic indicators of energy systems of NPP-2006, AP-1000 and HPP on solid fuel are presented. The assessment was carried out in accordance with the criteria of the IAEA INPRO methodology. Formed the initial information on the types of generation. The justification of the economic attractiveness of building new NPPs in Ukraine is given.

*К e y w o r d s: NEST code, nuclear energy system, economy.*

*КУЦАН Юлий Григорьевич, д-р техн. наук, в.о. заст. директора по научной работе Ин-та проблем моделирования в энергетике им. Г.Е. Пухова НАН Украины. В 1966 г. окончил Киевский политехнический ин-т. Область научных исследований — моделирование технологических процессов в энергетической области.*

*ГОДУН Олег Викторович, руководитель службы проектной безопасности и топливоиспользования Научно-технического центра ДП НАЭК «Энергоатом». В 1998 г. окончил Киевский государственный университет имени Тараса Шевченко. Область научных исследований — моделирование технологических процессов в энергетической области.*

*КИРЬЯНЧУК Валентин Николаевич, канд. физ.-мат. наук, руководитель службы проектной безопасности и топливоиспользования Научно-технического центра ДП НАЭК «Энергоатом». В 1999 г. окончил Киевский государственный университет имени Тараса Шевченко. Область научных исследований — моделирование технологических процессов в энергетической области.*