

УДК 621.311.25.003.13
DOI: 10.18721/JE.10107

Т.В. Малинина, С.Д. Чишко

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ АЭС И КЭС В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Для планирования развития ядерной энергетики требуется проведение исследований по оценке экономической эффективности атомных электростанций в сравнении с другими типами электростанций, базирующихся на использовании обоснованных технико-экономических показателей (ТЭП). Несмотря на актуальность проблемы и большое количество исследований по данному вопросу, результаты оценки ТЭП связаны с неоднородной и неопределенной исходной информацией, имеющей большой диапазон значений, что влияет на выбор оптимального варианта развития структуры генерирующих мощностей и, в конечном итоге, на развитие энергетики. Для принятия более обоснованных решений развития атомной энергетики требуется дальнейшее уточнение ТЭП. Проанализирована структура затрат в атомные электростанции (АЭС), принятая в мировой практике. Проведен анализ капитальных вложений в России и за рубежом, который послужил базой для сравнительной оценки эффективности АЭС и тепловых электростанций, работающих на газе, с учетом экологических факторов. Традиционный подход к оценке эффективности различных типов электростанций показал, что конденсационные электростанции (КЭС) с парогазовыми установками предпочтительнее АЭС. Рассмотрены дополнительные факторы, связанные с воздействием на окружающую среду: для АЭС – увеличение затрат на размещение и хранение отработанного ядерного топлива и вывод станции из эксплуатации, для КЭС – выбросы углекислого газа CO_2 как наиболее объемные и регламентируемые квотами, в отличие от остальных показателей. При учете дополнительных аспектов АЭС и КЭС становятся сопоставимы по эффективности.

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА; ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ; ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ; ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.

T.V. Malinina, S.D. Chishko

A COMPARATIVE EFFICIENCY EVALUATION OF NUCLEAR AND FOSSIL FUEL POWER GENERATION

Planning the future development of nuclear power generation requires studies into the assessment of economic efficiency of nuclear power plants in comparison with other types of power plants and that such studies should be based on reasonable technical and economic indicators (TEI). Despite the importance of the problem and the availability of numerous studies on the subject, the results of such assessments are associated with inhomogeneous and uncertain inputs having a large spread of values, which influences the choice of the best-suited option for the development of the power generation mix and, consequently, the development of the power generation industry. In order to enable more informed decisions for nuclear power industry development, the TEI need to be further refined. This paper analyses the cost structure of nuclear power plants (NPPs) generally accepted in global practice. A study of capital investments in Russia and abroad is made and its outputs serve as the basis for a comparative evaluation of the efficiency of NPPs and gas-fired fossil fuel power plants, taking into account the environmental factors. When considering a conventional approach to evaluating the efficiency of different types of power plants it appears that combined cycle power plants (CCPP) are far more preferable than NPPs. Additional factors are considered, including the impact on the environment, handling and storage of spent nuclear fuel contributing to the cost of nuclear power, as well as decommissioning costs. The additional factors considered for CCPPs are limited to the emissions of carbon dioxide (CO_2) which are recognized as the most sizable ones and are subject to quotas unlike other indicators. With the additional aspects fully weighed and taken into account, nuclear and fossil fuel power plants become comparable in efficiency.

NUCLEAR POWER; TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS; EFFICIENCY EVALUATION; IMPACT ON THE ENVIRONMENT.

Введение. В связи с острой необходимостью минимизировать негативное влияние деятельности человека на окружающую среду перспективным направлением развития энергетики может стать использование возобновляемых источников энергии. Однако в России энергетика на возобновляемых источниках энергии еще не получила должного распространения и отстает по суммарной выработке от традиционных станций. В связи с этим сегодня основными типами электростанций, обеспечивающими потребность в электроэнергии, остаются атомные электростанции (АЭС) и тепловые электростанции (ТЭС). Так, доля производимой электроэнергии на базе атомных электростанций в России в 2015 г. составила 19,5 %, уступая только ТЭС, доля которых составила 59,8 % [1]. Доля производимой электроэнергии на базе атомных электростанций в мире составляет 11,5 %, уступая станциям, работающим на угле и газе, а также гидроэлектростанциям (ГЭС), доля которых составляет соответственно 41, 23,6 и 15,2 % [2]. При этом основным конкурентом АЭС считаются конденсационные электростанции (КЭС) на природном газе. Для сравнительной оценки эффективности АЭС и КЭС проанализируем их технико-экономические показатели.

Методика и результаты исследования. В силу специфики топлива структура себестоимости вырабатываемой электроэнергии на ТЭС и АЭС значительно различается. Так, станции, работающие на ископаемом топливе, требуют относительно небольших капиталовложений в производственные фонды и имеют относительно небольшие амортизационные отчисления. Атомные электростанции, наоборот, характеризуются относительно малыми издержками на топливо, но большой стоимостью начального возведения, следовательно, большими амортизационными отчислениями.

Указанные различия в структуре себестоимости электроэнергии, а также их технические преимущества и недостатки требуют учета этих особенностей при обосновании эффективности различных типов электростанций. Кроме того, для станций на ископаемом топливе и ГЭС экономические расчеты имеют большую статистическую базу, а

для АЭС ситуация обстоит иначе. Эксклюзивность каждой атомной станции, большая наукоемкость на стадии проектирования, постоянные работы по модернизации проектов станций и их защит, длительность постройки, а также отсутствие зарекомендовавших себя типовых решений выливаются в значительные и трудноанализируемые затраты на капитальное строительство [3].

В связи с этим, для более точного планирования и технико-экономического обоснования возведения АЭС необходимо уточнение технико-экономических показателей (ТЭП) атомных станций с учетом наиболее значимых факторов.

Оценка ТЭП АЭС была использована для последующей сравнительной оценки экономической эффективности АЭС и конденсационной электростанции с парогазовыми установками (ПГУ), работающей на природном газе, которая рассматривалась как альтернатива атомной энергетике.

Большой объем и разнообразие работ, необходимых для возведения АЭС, а также длительность строительства обуславливают наличие различной классификации затрат. Для технико-экономического анализа, а также сравнения капитальных вложений в АЭС целесообразно рассмотреть структуру затрат, принятую в мировой практике [4]:

Капитальные затраты (capital costs), иначе называемые капитальными вложениями (capital expenses – CAPEX). Включают в себя все затраты, связанные со строительством электростанции. Так как в эту группу входит большой перечень разнообразных процессов, принято выделять пять уровней капитальных вложений.

Первый уровень капитальных затрат K_1 – затраты на оборудование, труд и инфраструктуру, иначе называемые затратами на возведение (bare erected cost – BEC). Они включают в себя стоимость основных технических сооружений и лабораторий ($K_{осн}$), офисных зданий и жилых помещений, магазинов, дорог ($K_{инф}$). Также сюда входит стоимость прямого (непосредственное строительство) и косвенного труда (сопутствующие работы) наемных рабочих, требуемого для создания необходимой инфраструктуры ($K_{тр}$). BEC выражается в ценах базисного года в так называемой единовремен-

ной стоимости (overnight), предполагающей возможность выполнения всех работ как бы за одни сутки, поэтому ВЕС не учитывает распределение инвестиций во времени.

Второй уровень капитальных затрат K_{II} – проектно-изыскательские работы, управление проектом и закупки (engineering, procurement and construction cost – EPCC). На этом уровне к затратам ВЕС добавляются стоимость услуг подрядчиков, осуществляющих инженерные работы, проектирование и согласования ($K_{инж}$), а также затраты на менеджмент проекта ($K_{упр}$). Как и в предыдущем случае, характер EPCC – overnight в ценах базисного года.

Третий уровень капитальных затрат K_{III} – полная стоимость станции (total plant cost – TPC). На данном уровне к EPCC добавляются затраты на риски и непредвиденные расходы (contingency provision – CP). Рассматриваемые риски $K_{риск}$ могут составлять 30–50 % для пилотной АЭС, первой в своем типе. Для последующих АЭС данного типа затраты CP снижаются до 15–30 % в зависимости от страны и номера станции. Для хорошо отработанного проекта CP находится в диапазоне 10–15 % [5]. Затраты TPC также считаются единовременными.

Четвертый уровень капитальных затрат K_{IV} – затраты на единовременное возведение (overnight construction cost – OCC) либо полный единовременный капитал (total overnight capital – TOC). Здесь к третьему уровню затрат TPC добавляются также затраты собственника $K_{соб}$ (owner cost – OC), которые берутся на уровне 15–20 % либо от второго EPCC или третьего уровня TPC. В структуру $K_{соб}$ могут включать научно-исследовательскую работу (НИР) по станции, пошлины, получение различного рода разрешений, управление, налоги, иногда стоимость земли. TOC также выражается в ценах базисного года.

Пятый уровень капитальных затрат K_V – полные инвестиции (total investment cost – TIC) либо полный израсходованный капитал (total as-spent capital – TASC). TIC учитывает полную стоимость вовлеченных инвестиций, т. е. различную стоимость капитала в течение проекта из-за инфляции и процентной ставки на капитал, $K_{инф}$ (interest during construction – IDC). Также сюда добавляют требуемые добавочные инвестиции $K_{доб}$, необходимость в которых может возникнуть в ходе проекта.

В основном, для сравнения капитальных вложений в различные типы АЭС, а также для сравнения ТЭП АЭС с другими типами станций используется удельный показатель $K_{уд}$, выражаемый как ТОС (четвертый уровень капиталовложений), отнесенный к установленной электрической мощности станции, выражаемый в долл./кВт. Для атомных станций из-за значительной величины CAPEX удельные капитальные вложения $K_{уд}$ являются важнейшим технико-экономическим показателем, который в наибольшей степени определяет себестоимость электроэнергии.

Подытожим все пять уровней капиталовложений, представив их в виде ступенчатой зависимости:

$$\begin{aligned} K_I &= K_{осн} + K_{инф} + K_{тр} = ВЕС, \\ K_{II} &= K_I + K_{инж} + K_{упр} = EPCC, \\ K_{III} &= K_{II} + K_{риск} = TPC = EPCC + CP, \\ K_{IV} &= K_{III} + K_{соб} = TOC = TPC + OC, \\ K_V &= K_{IV} + K_{инф} + K_{доб} = TIC = TOC + IND, \\ K_{уд} &= K_{IV} / N_y, \end{aligned}$$

где N_y – установленная мощность электростанции.

Затраты на эксплуатацию станции (plant operating costs), иначе называемые издержками на эксплуатацию (operational expenses – OPEX). Они включают в себя издержки на топливо, издержки на эксплуатацию и обслуживание (operation and maintenance – O&M), издержки на утилизацию отработанного ядерного топлива (ОЯТ).

Системные затраты (system costs). Это дополнительные затраты сверх CAPEX и OPEX, направленные на поддержание поставок электроэнергии в требуемом объеме, с требуемой надежностью и качеством. Они включают в себя сетевые подключения, развитие сетевого хозяйства, затраты на краткосрочные балансирующие мощности, а также затраты на обеспечение необходимого долгосрочного резерва. Согласно своей специфике данные затраты не относятся к затратам электростанции, а оплачиваются потребителями как часть затрат на передачу и распределение.

Внешние затраты (external costs). Они не включаются в себестоимость электроэнергии и не оплачиваются потребителем, а больше являются попыткой оценить, какой ущерб обще-

ство получает в целом за счет использования того или иного вида станции с точки зрения здоровья и окружающей среды. Зачастую предпринимаются попытки вложить во внешние затраты возможные инциденты на АЭС, не учтенные в управлении рисками станций, такие как техногенные аварии при добыче топлива или при его захоронении. Также существуют попытки оценить экономические последствия от ущерба здоровью, который может проявиться у будущих поколений людей из-за выбросов КЭС или радиационного фона АЭС.

Затраты на налоги (tax costs). В некоторых странах Евросоюза атомная генерация облагается дополнительным налогом, которым не облагаются другие типы электростанций. Хотя величина данного налога небольшая, она позволяет получить ощутимую добавку в бюджет государства [4].

Для оценки экономической эффективности станций будем использовать показатели капитальных вложений CAPEX и ежегодных издержек OPEX. Проанализируем данные об удельных капитальных затратах в строительстве АЭС и КЭС.

Удельные капитальные вложения в АЭС

Разрозненность данных о капитальных вложениях в АЭС, а также отсутствие единого подхода к определению составляющих капитальных затрат создают условия для манипулирования данными о реальном положении дел в отрасли и сложности при оценке эффективности АЭС. В связи с этим, очень ценны попытки некоторых ученых собрать и проанализировать информацию о капитальных вложениях в АЭС. В частности, в [6] приводится график величины $K_{уд}$ для АЭС США по годам. В [7] приходят к заключению, что в странах – «первопроходцах», таких как США и Франция, присутствует тренд на увеличение капиталовложений в АЭС на длительном интервале. В свою очередь, некоторым странам – «преемникам», которые начали свои ядерные программы заметно позже, удается снижать $K_{уд}$ на длительном интервале времени.

Капиталовложения в АЭС имеют значительную динамику. Так, в [8, 9] отмечается, что удельные капитальные вложения в АЭС возросли с 2000 долл./кВт в 2004 г. до 4210 долл./кВт в ценах 2011 г., и это связывается

с учетом возросшей стоимости на оборудование, материалы и труд.

В отчете Международного энергетического агентства за 2010 г. [10] приводятся данные о капитальных вложениях в АЭС различных стран для различных технологий (рис. 1), в аналогичном отчете за 2015 г. разброс удельных капитальных вложений по странам немного увеличился [11].

В результатах научных исследований, опубликованных с 2010 по 2014 г., прогнозируются стагнация и даже небольшое снижение $K_{уд}$ для мировых АЭС на длительном промежутке времени [12].

Так как большое количество из эксплуатируемых в настоящее время на территории Российской Федерации энергоблоков было введено при плановой экономике в СССР, найти объективные данные о капитальных вложениях в АЭС в России проблематично, что также отмечается в [7]. Однако в версии отчета Института ядерной энергетики (США) за 2016 г. все же приводятся следующие данные для новых строящихся блоков в России [13]: Нововоронежская АЭС, блоки 6 и 7 – 2340 долл./кВт; Ростовская АЭС, блок 4 – 2000 долл./кВт.

В отчете Международного энергетического агентства за 2010 г. приводится среднее значение удельных капитальных вложений 2933 долл./кВт для блока ВВЭР в России [10, 14]. При пересчете в валюту данные презентации РОСАТОМ в 2015 г. дают $K_{уд}$ на уровне 3450 долл./кВт для Курской АЭС-2 [15].

Данные значения несколько ниже, в сравнении со средним значением для Европейских стран ОЭСР, что может быть объяснено несколькими факторами. Во-первых, в Российской практике принято определять $K_{уд}$ по величине CAPEX второго уровня (K_{II}), в то время как за рубежом используется значение четвертого уровня (K_{IV}). Во-вторых, в выводах исследования, приведенных в отчете (Бельгия), утверждается, что существует значительная разница в требуемых капиталовложениях для новой электростанции, в сравнении с новым энергоблоком блоком на уже работающей станции [5]. Стоит заметить также более низкую стоимость оплаты труда в России, по сравнению с развитыми странами Европы и США, что непосредственно сказывается на стоимости строительства.

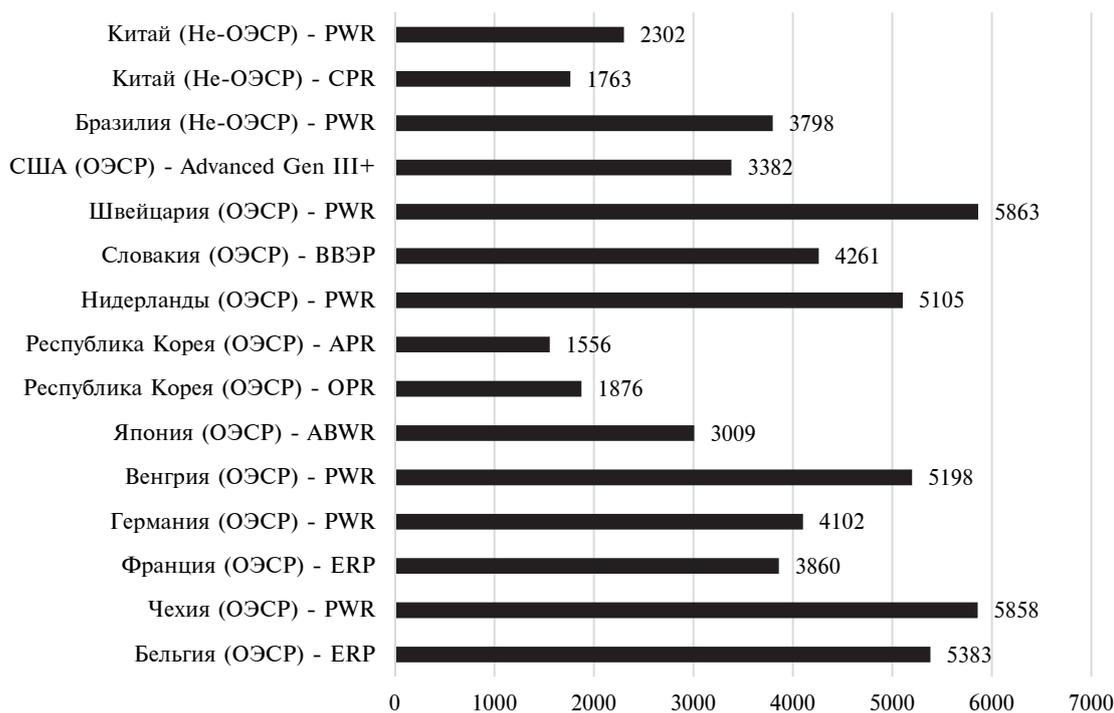


Рис. 1. Капитальные вложения в АЭС, долл./кВт (в ценах 2010 г.)

Типы реакторов: PWR – pressurized water reactor; CPR – доработанный в Китае PWR, реактор второго поколения; Advanced Gen III – генератор третьего поколения; ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор; APR – доработанный в Корее PWR, реактор третьего поколения; OPR – доработанный в Корее реактор второго поколения; ABWR – advanced boiling water reactor, генератор третьего поколения; ERP – доработанный PWR, реактор третьего поколения

Россия является крупным игроком в бизнесе строительства АЭС за рубежом. Данные Росатом позволяют также оценить планируемые затраты компании в сооружение АЭС за пределами Российской Федерации [15]. Так, $K_{уд}$ для АЭС Hanhikivi (Финляндия) составляет 4100 долл./кВт, а для АЭС Аккуу (Турция) равен 7605 долл./кВт. Можно отметить существенное различие в проектных капиталовложениях для страны, уже использующей атомную энергетику и для строящей свою первую АЭС.

Удельные капитальные вложения в КЭС

Для сравнения ТЭП АЭС с другим типом электростанций рассмотрим капитальные вложения в КЭС на основе парогазовой установки (ПГУ). На рис. 2 представлены удельные капиталовложения в КЭС [10]. Конденсационная электростанция с ПГУ возводится быстрее и требует гораздо меньше капиталовложений, чем АЭС. Согласно данным за 2015 г. из отчета [11] $K_{уд}$ для мировых ПГУ варьировался от

845 долл./кВт в Республике Корея, до 1289 долл./кВт в Новой Зеландии.

В [9] отмечается, что вместе с возросшей оценкой удельных капиталовложений четвертого уровня ТОС АЭС выросла и оценка капиталовложений в ПГУ с 500 долл./кВт в 2002 г. до 850 долл./кВт в 2007 г., а в [16] величина $K_{уд}$ для станций с ПГУ оценивается на уровне 917 долл./кВт для традиционной конструкции и 1023 долл./кВт для усовершенствованной в ценах 2012 г.

Себестоимость выработки электроэнергии для АЭС и КЭС, полученная на основе проведенных расчетов, представлена в табл. 1. Для обеспечения возможности сопоставления результатов сравниваемые варианты выравнены по основному производственному эффекту – выработке электроэнергии: один блок АЭС 1000 МВт с $T_y = 7000$ ч и четыре блока КЭС 325 МВт с $T_y = 5400$ ч. Расчет производился по капитальным затратам второго уровня, в то время как отчет [17] приводит прогнозируемые данные для станций США по K_{IV} .

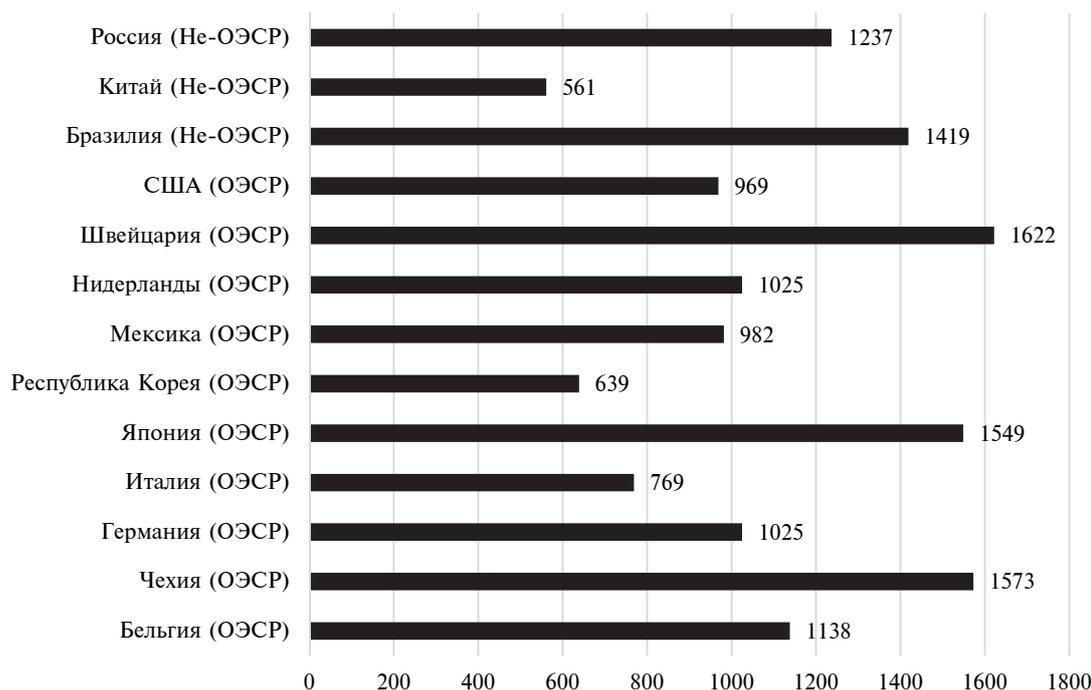


Рис. 2. Капитальные вложения в КЭС в долл./кВт (в ценах 2010 г.)

Результаты расчетов показывают, что себестоимость электроэнергии на АЭС в 1,75 раз больше, чем на КЭС, что связано с высокими капитальными вложениями в АЭС и соответственно с высокой долей амортизационной составляющей.

Наряду с оценкой себестоимости выработки электроэнергии на АЭС и КЭС проведена также оценка экономической эффективности этих типов электростанций. В качестве показателей экономической эффективности использовались чистый дисконтированный доход ЧДД, индекс доходности ИД, внутренняя норма доходности ВНД, срок окупаемости $T_{ок}$. Результаты расчетов представлены в табл. 2.

По результатам анализа можно заключить, что КЭС более предпочтительны. Вызвано это значительной разницей в себестоимости вырабатываемой энергии на КЭС и АЭС.

Однако существуют факторы, требующие дополнительного учета, которые значительно влияют на результаты. В первую очередь, таким фактором является экология. Влияние на окружающую среду АЭС и ТЭС проявляется в выбросах вредных веществ в воздух, воду и отторжении территорий. Для ТЭС воздействие на биосферу характеризуется наличием двух основных отрицательных факто-

ров – расходом большого количества кислорода и загрязнением атмосферы. Для АЭС серьезной проблемой является обращение с радиоактивными отходами.

Для учета экологического фактора можно использовать следующие подходы:

- на основе оценки затрат на возмещение ущерба от выбросов вредных веществ в окружающую среду;
- на основе оценки капиталовложений и ежегодных расходов на природоохранные мероприятия, позволяющие снизить отрицательное воздействие энергетических объектов на окружающую среду при условии выполнения экологических норм;
- на основе платы за выбросы вредных веществ в окружающую среду;
- на основе критерия многоцелевой оптимизации;
- сочетание различных подходов.

Оценка экономического ущерба предполагает определение убытков, причиняемых окружающей среде и человеку от негативного воздействия энергетических объектов. Ущерб носит многоотраслевой характер и складывается из потерь в промышленности, сельском хозяйстве, здравоохранении, что затрудняет количественную оценку ущерба.

Таблица 1

Себестоимость электроэнергии и ее составляющие для АЭС и КЭС, долл./МВт·ч

Показатели	АЭС	КЭС	АЭС с платой за ОЯТ	КЭС с платой за выбросы
Себестоимость электроэнергии	68,85	39,29	70,78	68,64
Переменная составляющая	9,63 (14%)	22,59 (58%)	11,56 (16%)	51,94 (76%)
Постоянная составляющая	59,22 (86%)	16,69 (42%)	59,22 (84%)	16,69 (24%)
Амортизационная составляющая себестоимости	37,27 (54%)	8,05 (20%)	37,27 (53%)	8,05 (12%)

Таблица 2

Сравнение экономических показателей АЭС и КЭС

Показатели	АЭС	КЭС	АЭС с платой за ОЯТ	КЭС с платой за выбросы
ЧДД, тыс. долл.	513318	4142109	281439	356743
ИД, о.е.	1,197	3,727	1,115	1,223
ВНД, %	3,7	14,7	3,4	4,2
$T_{ок}$, лет	45	9	51	41

Введение природоохранных мероприятий может быть учтено на основе максимизации критерия чистого дисконтированного дохода с учетом затрат на природоохранные мероприятия:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T (R_t - Z_t - Z_{прt})(1 + E)^{-t} \rightarrow \max,$$

где R_t , Z_t – результаты и затраты года t ; E – процентная ставка банка на капитал; $Z_{пр}$ – затраты на природоохранные мероприятия, которые включают капиталовложения $K_{пр}$ и ежегодные издержки $I_{пр}$ ($Z_{прt} = K_{прt} + I_{прt}$).

Подход, основанный на плате за выбросы, может базироваться также на максимизации критерия ЧДД, в котором к затратам добавляется величина платы за выбросы вредных веществ в окружающую среду $P_{вт}$:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T (R_t - Z_t - P_{вт})(1 + E)^{-t} \rightarrow \max,$$

где $P_{вт}$ – плата за выбросы, которая может быть определена как сумма произведений платы за единицу выбросов на объем выбросов.

Многоцелевой критерий основан на безразмерной функции цели, которая может включать цели минимума капитальных вло-

жений, минимума ежегодных издержек, а также минимума воздействия энергетических объектов на окружающую среду:

$$E_j = \sum_{i=1}^N \bar{e}_{ij} v_i \rightarrow \max,$$

где \bar{e}_{ij} – относительная оценка i -го показателя по j -й цели; v_i – оценка важности цели.

Оценка себестоимости и эффективности КЭС и АЭС проведена также с учетом экологических факторов, при этом использовалось сочетание подходов с использованием платы за выбросы и дополнительных затрат на природоохранные мероприятия. Для учета влияния экологического фактора на КЭС рассмотрены только выбросы CO_2 как наиболее объемные и зачастую регламентируемые квотами в отличие от остальных показателей. Так, согласно [9, 18] выбросы окислов углерода на КЭС при сжигании газа приняты на уровне 0,9 кг/кВт·ч, при этом величина тарифа на выброс CO_2 принята 30 долл./т. Для АЭС учтено увеличение затрат на размещение отработанного ядерного топлива (ОЯТ). Согласно распространенной практике это осуществляется за счет увеличения стоимости топлива на 20 % [19]. По фактору от-



торжения территорий можно отметить, что для ТЭС, работающих на угле, этот показатель существенно выше, чем для АЭС, и составляет соответственно 100–400 га (ТЭС) и 20–60 га (АЭС) на 1000 МВт в год [20]. Для ТЭС, работающих на газе, этот показатель значительно ниже и может быть сопоставим с АЭС, поэтому в расчетах он не учитывается.

Результаты расчетов по сравнительной оценке эффективности АЭС и КЭС с учетом экологических факторов представлены в последних двух столбцах табл. 1 и 2. Можно отметить, что учет экологических факторов влияет на экономическую эффективность станций, работающих на ископаемом топливе: в результате показатели эффективности АЭС становятся сопоставимыми с КЭС. Однако учет экологических факторов требует дальнейших исследований, так как КЭС выбрасывают в окружающую среду не только окислы углерода CO_2 , но и различные окислы азота NO_x .

В свою очередь, безусловным плюсом АЭС является отсутствие процесса горения и, следовательно, выбросов CO_2 , NO_x и SO_x , но при этом необходимо учитывать фактор радиоактивности, опасность которого человечеству хорошо известна по печальным мировым примерам. Однако при должном контроле и опытной эксплуатации АЭС риск техногенной катастрофы минимизирован. Тогда дополнительным экологическим фактором является остаточная радиоактивность топлива и элементов станции. Это влечет за собой колоссальные расходы, которые в скором будущем могут быть минимизированы при условии создания замкнутого ядерного цикла на станциях. При этом рано или поздно сама станция выработает свой срок службы, и ее нужно будет выводить из эксплуатации. Если для обычных станций этот процесс относительно быстрый и недорогой, то для АЭС он сопоставим со сроком эксплуатации по длительности и требует значительных капитальных вложений.

Рассмотренное влияние экологического аспекта на ТЭП станции еще раз демонстрирует сложность проблемы и зависимость конкретного решения от большого числа разнообразных факторов. Следует также отметить, что для энергобезопасности государства требуется надежное развитие электро-

энергетики, основу которой составляют генерирующие мощности, которые для надежности и резервирования должны базироваться на различных видах топливных ресурсов. В то время как ископаемое топливо является основным ресурсом в мире и на длительную перспективу его роль останется важной, атомная энергетика продолжает быть дискуссионной, имея как сторонников, так и противников.

В настоящее время электростанции на ископаемом топливе занимают ведущую позицию в обеспечении потребности в электроэнергии. Новое поколение конденсационных электростанций, в частности, работающих на газе с парогазовыми установками, позволяет добиться высокого коэффициента полезного действия. Они очень удобны для покрытия пиковой и полупиковой потребности в электроэнергии. Однако к недостаткам таких станций относится высокая зависимость от поставок и цены топлива.

Следует отметить, что в целом требования экономической эффективности АЭС и КЭС хорошо совпадают с оптимальными техническими возможностями блоков. Так, АЭС, в основном используются для покрытия базисной нагрузки, поэтому они нуждаются в наличии маневренных станций, таких как ГЭС, гидроаккумулирующие электростанции ГАЭС, КЭС. В силу своей маневренности КЭС покрывает полупиковый и, в ряде случаев, пиковый режим нагрузки.

К преимуществам АЭС относится высокая энергоемкость топлива, а значит, слабая привязанность к ресурсной базе. Также возможность в недалеком будущем перейти на замкнутый топливный цикл делает АЭС очень привлекательными для развивающихся стран с растущей экономикой.

Выводы

1. Грамотное планирование развития и строительства новых генерирующих мощностей нуждается в сравнительной оценке технико-экономических показателей различных типов станций, в частности атомных и конденсационных электростанций с парогазовыми установками. Такая оценка должна базироваться на обоснованных технико-экономических показателях и учете экологических факторов.

2. Анализ удельных капитальных вложений в России и за рубежом показал, что эти значения для России несколько ниже, в сравнении со средним значением для Европейских стран ОЭСР, что может быть объяснено несколькими факторами. Во-первых, в Российской практике принято определять $K_{уд}$ по величине CAPEX второго уровня, K_{II} , в то время как за рубежом используется значение четвертого уровня, K_{IV} . Во-вторых, существует значительная разница в требуемых капиталовложениях для новой электростанции, в сравнении с новым энергоблоком на уже работающей станции. В-третьих, следует отметить более низкую стоимость оплаты труда в

России, по сравнению с развитыми странами Европы и США, что непосредственно сказывается на стоимости строительства.

3. Традиционный подход к оценке эффективности различных типов электростанций показал, что КЭС с ПГУ являются гораздо предпочтительнее АЭС. Однако при учете дополнительных аспектов, связанных с воздействием на окружающую среду, АЭС и КЭС становятся сопоставимы. Станции на ископаемом топливе достигают предела эффективности при классической технологии. АЭС при осуществлении в будущем замкнутого топливного цикла имеют шанс значительно улучшить свои технико-экономические показатели.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Годовой отчет РОСЭНЕРГОАТОМ за 2015 г. Стандарты безопасности. Возможности бизнеса. URL: <http://www.rosenergoatom.ru> (дата обращения: 20.10.2016).
2. Институт энергетических исследований РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. URL: <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf> (дата обращения: 26.02.2016).
3. Schlissel D., Biewald B. Nuclear power plant construction costs. Cambridge, 2008.
4. World Nuclear Association. The economics of nuclear power. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx> (accused March 31, 2016).
5. D'haeseleer W.D. Synthesis on the economics of nuclear energy. Leuven, 2013.
6. Rocky Mountain Institute. Overnight capital cost for U.S. pressurized-water reactors. URL: http://www.rmi.org/RFGGraph-Capital_cost_US_pressurized_water_reactors (accused April 04, 2016).
7. Lovering J.R., Yip A., Nordhaus T. Historical construction costs of global nuclear power reactors // Energy Policy, 2016, no. 91, pp. 371–382.
8. Rosner R., Goldberg S. Analysis of GW-scale overnight capital costs. Chicago, University of Chicago, 2011.
9. Du Y., Parsons J.E. Update on the Cost of Nuclear Power. Cambridge, 2009.
10. International Energy Agency. Projected costs of generating electricity. Paris, OECD publications, 2010.
11. International Energy Agency. Projected costs of generating electricity: Executive summary. Paris, 2015.
12. Open Energy Information. Transparent Cost Database. URL: <http://en.openei.org/apps/TCDB> (accused April 04, 2016).
13. Nuclear Energy Institute. Costs: fuel, operation, waste disposal & life cycle. URL: <http://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/Costs-Fuel,-Operation,-Waste-Disposal-Life-Cycle> (accused March 31, 2016).
14. Корниенко А.Г. Атомная энергетика России сегодня // Электрические станции. 2015. № 1. С. 47–58.
15. Виханский Н.И. Совершенствование отраслевой системы управления стоимостью строительства ОИАЭ. Предельная и целевая стоимость. URL: http://www.ocks-rosatoma.ru/resources/2c3b8f8047ed1de3bc9fbd608de3ffe0/2_Vihanski.pdf (дата обращения: 29.04.2016).
16. U.S. Energy Information Administration. Updated capital cost estimates for utility scale electricity generating plants. Washington DC, U.S. Department of Energy, 2013.
17. U.S. Energy Information Administration. Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016. URL: https://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf (accused November 25, 2016).
18. Рогнер Х.Х., Хан А. Сравнение источников энергии: межучрежденческий проект DECADES // Бюллетень МАГАТЭ. 1998. Т. 40, № 1. С. 2–6.
19. Беннетт Л.Л. Экономические показатели эксплуатации АЭС: степень их конкурентоспособности // Бюллетень МАГАТЭ. 1985. С. 44–50.
20. Артюгина И.М. Экономика ядерной энергетики: учеб. пособие. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2016. 156 с.

МАЛИНИНА Татьяна Всеволодовна – доцент Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, кандидат экономических наук. E-mail: t_malinina@mail.ru

ЧИШКО Сергей Давидович – аспирант Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. E-mail: sergeychishko@gmail.com



REFERENCES

1. Godovoi otchet ROSENERGOATOM za 2015 g. Standarty bezopasnosti. Vozmozhnosti biznesa. URL: <http://www.rosenergoatom.ru> (data obrashcheniia: 20.10.2016). (rus)
2. Institut energeticheskikh issledovaniy RAN, Analiticheskii tsentr pri Pravitel'stve RF. Prognoz razvitiia energetiki mira i Rossii do 2040 goda. URL: <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf> (data obrashcheniia: 26.02.2016). (rus)
3. **Schlissel D., Biewald B.** Nuclear power plant construction costs. Cambridge, 2008.
4. World Nuclear Association. The economics of nuclear power. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx> (accused March 31, 2016).
5. **D'haeseleer W.D.** Synthesis on the economics of nuclear energy. Leuven, 2013.
6. Rocky Mountain Institute. Overnight capital cost for U.S. pressurized-water reactors. URL: http://www.rmi.org/RFGGraph-Capital_cost_US_pressurized_water_reactors (accused April 04, 2016).
7. **Lovering J.R., Yip A., Nordhaus T.** Historical construction costs of global nuclear power reactors // Energy Policy, 2016, no. 91, pp. 371–382.
8. **Rosner R., Goldberg S.** Analysis of GW-scale overnight capital costs. Chicago, University of Chicago, 2011.
9. **Du Y., Parsons J.E.** Update on the Cost of Nuclear Power. Cambridge, 2009.
10. International Energy Agency. Projected costs of generating electricity. Paris, OECD publications, 2010.
11. International Energy Agency. Projected costs of generating electricity: Executive summary. Paris, 2015.
12. Open Energy Information. Transparent Cost Database. URL: <http://en.openei.org/apps/TCDB> (accused April 04, 2016).
13. Nuclear Energy Institute. Costs: fuel, operation, waste disposal & life cycle. URL: <http://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/Costs-Fuel,-Operation,-Waste-Disposal-Life-Cycle> (accused March 31, 2016).
14. **Kornienko A.G.** Atomnaia energetika Rossii segodnia. Elektricheskie stantsii. 2015. № 1. S. 47–58. (rus)
15. **Vikhanskii N.I.** Sovershenstvovanie otraslevoi sistemy upravleniia stoimost'iu stroitel'stva OIAE. Predel'naia i tselevaia stoimost'. URL: http://www.ocks-rosatoma.ru/resources/2c3b8f8047ed1de3bc9fbd608de3ffe0/2_Vihanski.pdf (data obrashcheniia: 29.04.2016). (rus)
16. U.S. Energy Information Administration. Updated capital cost estimates for utility scale electricity generating plants. Washington DC, U.S. Department of Energy, 2013.
17. U.S. Energy Information Administration. Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016. URL: https://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf (accused November 25, 2016).
18. **Rogner Kh.Kh., Khan A.** Svrnenie istochnikov energii: mezhhuchrezhdncheskii proekt DECADES. *Biulleten' MAGATE*. 1998. T. 40, № 1. S. 2–6. (rus)
19. **Bennett L.L.** Ekonomicheskie pokazateli ekspluatatsii AES: stepen' ikh konkurentosposobnosti. *Biulleten' MAGATE*. 1985. S. 44–50. (rus)
20. **Artiugina I.M.** Ekonomika iadernoi energetiki: ucheb. posobie. SPb.: Izd-vo Politekhn. un-ta, 2016. 156 s. (rus)

MALININA Tat'iana V. – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. E-mail: t_malinina@mail.ru

CHISHKO Sergei D. – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University. E-mail: sergeychishko@gmail.com

Статья поступила в редакцию: 31.10.16