

УДК 338.51/620.9

Эволюция методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии. Анализ зарубежного опыта

Ю.В. Черняховская

Национальный исследовательский ядерный университет МИФИ, г. Москва, Российская Федерация
E-mail: 5267708@mail.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса: С момента появления рынка электроэнергии в начале XX века методологические подходы к оценке стоимости электроэнергии находятся в центре внимания ученых и экспертов электроэнергетической отрасли. За последние 100 лет концепции по оценке стоимости электроэнергии эволюционировали по мере развития математического аппарата и актуализации потребностей со стороны потребителей данных концепций: представителей органов государственного управления – в целях тарифообразования и субсидирования; коммерческих компаний – в целях выбора типа электростанции. Правила функционирования рынка электроэнергии с момента его появления значительно усложнились как в технологическом, так и в организационном плане, что стимулировало развитие методологии оценки стоимости киловатт-часа. В целях повышения конкурентоспособности предложения и продуктивного диалога с инозаказчиком российские экспортеры электростанций должны адекватно использовать современные методики оценки стоимости электроэнергии. В связи с этим востребовано изучение как контекста формирования, так и сущности зарубежных методологических подходов.

Материалы и методы: Исследование основано на научных трудах отечественных и зарубежных ученых и специалистов в сфере экономики, моделирования, электроэнергетики, финансов, государственного управления, а также научных публикаций, материалах периодических изданий и сети Интернет. В исследовании использованы методы аналитического, экономического, исторического, причинно-следственного и логического анализа, а также классификации и группировки данных.

Результаты: Определены предпосылки и цели оценки стоимости электроэнергии на различных исторических этапах в контексте становления локальных рынков электроэнергии. Дан анализ эволюции математического аппарата и экономических концепций, а также их технологического развития. Выявлена периодизация методологического развития концепций оценки стоимости киловатт-часа за последние 100 лет. Исследованы преимущества и недостатки различных методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии для различных целей. Рассмотрены новейшие методики оценки стоимости электроэнергии для перспективного развития. Выработаны рекомендации для российских экспортеров электростанций в области использования самой распространенной методики LCOE при продвижении своих проектов за рубежом.

Выводы: Знание и использование комплекса современных методик LCOE, sLCOE и LACE при работе на зарубежных высокотехнологических рынках сооружения электростанций являются важной составляющей конкурентоспособности российского предложения.

Ключевые слова: долго- и краткосрочная маргинальная стоимость, полная стоимость жизненного цикла, номинальная и реальная нормированная стоимость, системная нормированная стоимость электроэнергии, нормированные альтернативные затраты.

Evolution of methodological approaches to electricity cost assessment. Analysis of best foreign practices

Yu.V. Chernyakhovskaya

National Research Nuclear University MEPhI (Moscow Engineering Physics Institute), Moscow, Russian Federation
E-mail: 5267708@mail.ru

Abstract

Background: From the very beginning of electricity market history in the early XXth century, methodological approaches to electricity cost assessment have been drawing attention of scientists and experts in electricity industry. However, the last 100 years have seen an evolution of electricity cost assessment concepts as mathematical tools have developed and concept consumers' needs have become more urgent: namely, representatives of state authorities need them for tariff setting and subsidizing, while commercial entities – for choosing power plant types. The rules of the electricity market operation have become more complicated both in technological and organizational sense since its emergence, which resulted in cost evaluation per kilowatt-hour. To be more competitive and to promote fruitful dialogue with foreign customers, Russian exporters of power plants have to utilize cutting-edge methods of electricity cost evaluation; that is why it is important to study the background and content of foreign methodological approaches.

Materials and methods: This study is based on Russian and foreign scientists' and experts' works in the field of economics, simulation, electric power engineering, finance, government management as well as scientific publications, periodical and Internet materials. It also employs analytical, economic, historical, cause-effect and logical analysis as well as classification and data grouping.

Results: The paper determines prerequisites and targets of electricity cost assessment and simulation at different stages of its development as part of local electricity markets history, analyses the evolution of mathematical tools, economic concepts and technological progress, and divides the development of methodological concepts of kWh cost estimation in the last 100 years into periods. It also considers the advantages and draw-backs of different methodological approaches

to electricity cost estimation for different goals, studies the latest cost estimation methods for long-term development and makes recommendations for Russian exporters of power plants about using the most widely-spread method of LCOE in order to promote their projects on foreign markets.

Conclusions: Knowledge and application of the complex of modern methods LCOE, sLCOE and LACE on foreign high technology markets of power plant construction is an important element of competitiveness of the Russian offer.

Key words: long- and short-run marginal cost (SRMC, LRMC), total life-cycle cost (TLCC), nominal and real levelized cost of energy / electricity (LCOE), system LCOE (sLCOE), levelized avoided cost of electricity (LACE).

DOI: 10.17588/2072-2672.2016.4.056-068

*Лучше быть примерно правым, чем точно ошибаться.
Лозунг системных операторов
в электроэнергетике США конца 1970-х гг.*

Введение. Оценка стоимости электроэнергии от различных генерирующих технологий производится с помощью расчетов или моделирования и, как правило, востребована в двух ситуациях:

1) сравнительный анализ генерирующих технологий или проектов электростанций по одной генерирующей технологии (для выбора одной из опций или определения оптимальной структуры энергосистемы как совокупности нескольких опций);

2) государственное регулирование при тарифообразовании или выделении льгот для той или иной генерирующей технологии.

Методики оценки стоимости электроэнергии для обеих целей развивались в тесной взаимосвязи друг с другом, эволюционируя по мере уточнения потребностей заказчиков методик.

Работа на зарубежных рынках требует от российских экспортеров детального знания зарубежной практики ведения бизнеса. Одним из крупнейших экспортеров высокотехнологичной продукции и электростанций на сегодняшний день в России является Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом». Портфель зарубежных заказов «Росатома» на 10 лет превысил по итогам 2015 года 110 млрд долларов США¹. В портфель вошли контракты по 34 энергоблокам в странах Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона, в том числе в Индии, Китае, Турции, Бангладеш, Египте, Вьетнаме, Белоруссии, Венгрии и Финляндии. Помимо этого, Госкорпорация «Росатом» ведет переговоры по сооружению еще 25 энергоблоков за рубежом². На сегодняшний день это самый высокий в мире показатель по количеству одновременно сооружаемых АЭС на зарубежных рынках.

В большинстве современных экспортных проектов АЭС иностранного заказчика интересует вопрос стоимости киловатт-часа электроэнергии, которую в будущем будет производить АЭС, построенная по российскому дизайну. Такие высокие показатели по портфелю зарубежных продаж были бы недостижимы, если бы при подготовке сделок не использовался весь перечень современных методик по

демонстрации конкурентных преимуществ российских технологий АЭС.

Оценка стоимости электроэнергии базируется на соответствующей методике и исходных данных, в результате получаем оцифрованный показатель стоимости электроэнергии. При принятии решений на уровне правительства или бизнеса на базе указанных расчетов существует задача верификации их объективности, поскольку следует признать наличие проблемы их подверженности конъюнктурному влиянию. В качестве еще одной проблемы выделим корректное использование результатов расчетов, в противном случае цифры начинают «жить своей жизнью», что приводит к повсеместным манипуляциям и вводящим в заблуждение суждениям. В целях преодоления указанных проблем и эффективного использования методик на практике рассмотрим эволюцию и современные подходы к расчету стоимости электроэнергии.

Историческая периодизация. Развитие методик оценки стоимости электроэнергии происходило в ответ на актуальные потребности своего времени и тесно связано с процессами эволюции, с одной стороны, глобальных и региональных электроэнергетических рынков, а с другой – экономической теории и математического аппарата. Под первой группой процессов понимаем технологическое и институциональное развитие электроэнергетического сектора, что приводило к возрастающей сложности взаимосвязей между агентами на данном рынке и потребности в развитии правил государственного регулирования (включая либерализацию).

Можно определить следующую **периодизацию** развития методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии:

– этап локальных решений на основе базовых принципов коммерческих расчетов (до 1950 г.);

– этап проникновения и систематизации фундаментальных экономических и математических методов в сферу оценки стоимости электроэнергии (1950–1980 гг.);

– этап разработки прикладных методик оценки стоимости электроэнергии (1980–2005 гг.);

– современный этап детализации методологии для специфических ситуаций (с 2005 г. по настоящее время).

¹ Портфель зарубежных заказов «Росатома» на 10 лет превысил \$110 млрд. Москва. 28 декабря 2015 г. INTERFAX.RU. URL: <http://www.interfax.ru/business/487495>

² Ежеквартальный отчет АО «АЭПК» за 4 квартал 2015 г.

Этап локальных коммерческих решений. *Первый этап (до 1950 г.)* пришелся на электрификацию, которая началась в развитых странах (прежде всего, в США и Великобритании) в конце XIX века и постепенно распространилась по всему миру. Содержание и темпы национальных программ электрификации значительно различались в силу особенностей экономических укладов и уровня технологического развития стран, но можно выделить следующие общие черты.

В указанный период решения по развитию электроэнергетического рынка принимались исходя из анализа потребностей (спроса на электроэнергию), наличия доступных технологий, топливных ресурсов (включая анализ возможностей транспортной инфраструктуры), а также сопоставления базовых стоимостных показателей (абсолютных и удельных затрат). На этой основе в 1920 г. комиссией ГОЭЛРО разработан Государственный план электрификации России – первая всеобъемлющая программа территориально-экономического развития с акцентом на электроэнергетику³. Постановление Совета народных комиссаров от 14.05.1937 г. «О тарифах на электроэнергию коммунальных станций и коммунальных сетей» предписывало учет в тарифах плановой себестоимости и нормативной прибыли, которая дифференцировалась для разных групп потребителей (самая высокая 10 % – для промышленных предприятий). Уже этим постановлением запрещалось увеличивать отпускные тарифы для квартир (т.е. населения)⁴. Можно считать, что это постановление заложило фундамент перекрестного субсидирования (механизма нерыночного ценообразования) в электроэнергетике России, которое не ликвидировано до сих пор. В 1948 г. было принято историческое для советской ценовой политики в области электроэнергетики Постановление Совета министров СССР № 2999, которое вплоть до 1990 г. определило принципы, позволившие оставлять неизменным уровень тарифа для населения в 4 коп. за кВт·ч. Этот уровень тарифа был призван покрыть себестоимость на передачу и распределение электроэнергии, а также обеспечить оплату налога с оборота. Тарифы на электроэнергию были составной частью системы регулируемых цен планового хозяйства СССР и были связаны с ценами на продукцию других отраслей [1]. Важно подчеркнуть, что вплоть до 1965 г. (когда в Госплане СССР было создано Бюро цен) в СССР отсутствовали связь между уровнем тарифа на электроэнергию и рентабельностью отдельных отраслей и оценка эффективности использования основных фондов. Тариф на электроэнергию являлся элементом

³ План электрификации РСФСР. Государственное издательство политической литературы. М., 1955. URL: <http://istmat.info/node/24412>

⁴ О тарифах на электроэнергию коммунальных станций и коммунальных электросетей. Постановление СНК СССР от 14.05.1937 № 775. URL: <http://sssr.regnews.org/doc/qqjd.htm>

плановой регулируемой экономики и не нес в себе информации о ситуации на рынке с точки зрения балансирования спроса и предложения.

В США, в дополнение к стремлению к эффекту от масштаба производства, следует отметить комплексный характер оценки стоимости электроэнергетики для конечного потребителя, включая передачу и распределение, что привело к усилиям первых энергокомпаний оптимизировать затраты через внедрение технологий переменного тока. Формализацией подхода по оценке стоимости киловатт-часа в США можно считать поправку Федерального энергетического акта, принятую в 1935 г., которая уполномочивала Федеральную энергетическую комиссию США регулировать тарифы на основании «справедливой и обоснованной» оценки стоимости на электроэнергетическом рынке⁵.

Этап научного обоснования. Концепция долгосрочной маржинальной стоимости (LRMC). *На втором этапе (1950–1980 гг.)* подходы к расчету стоимости электроэнергии формировались под влиянием следующих факторов:

– развитие энергосистем, требующих централизованного регулирования и балансирования с точки зрения спроса различных групп потребителей, графиков нагрузки и мощности (во всем мире электроэнергетика на данном этапе являлась естественной монополией, конкуренция на рынке поставщиков электроэнергии отсутствовала);

– развитие технологий мониторинга и контроля энергопотребления, позволявшие тарифицировать потребителей разных типов (правила тарификации и регулирования поведения агентов на рынке становятся все более сложными и точечно-настроенными на стимулирование того или иного технологического и/или регионального развития);

– технологическое развитие и диверсификация генерирующих технологий, как следствие – рост конкуренции как между разными технологиями, так и внутри отдельных групп технологий (между разными дизайнами);

– усовершенствование экономических и математических методов (линейного программирования, эконометрики, оптимизационного планирования) и все большее их распространение в сфере электроэнергетики наравне с уже зрелыми на тот период времени сферами знания по теории процентов и денег⁶.

На этом историческом промежутке радикально растет спрос на энергию и электроэнергию, в том числе, за счет проникновения по-

⁵ History of Electricity. Institute for Energy Research. 2014 URL: <http://instituteforenergyresearch.org/history-electricity/>, дата обращения 18.12.2015.

⁶ Прежде всего, в области расчета дисконтированного денежного потока (discounted cash flow, DCF), который использовался с древнейших времен с появлением первых форм кредитования. Впервые метод DCF в современных экономических терминах был изложен И.Фишером в 1930 г. в книге «Теория процента» и Дж.Б. Уильямсом в 1938 г. в работе «Теории инвестиционной стоимости».

следней в новые сферы и регионы в связи с общим ростом уровня жизни⁷. Происходит колоссальное технологическое развитие, появляются и получают распространение технологии «мирного атома», нефтяные шоки 1970-х гг. вносят свои коррективы в развитие национальных электроэнергетик, развиваются концепции охраны окружающей среды.

На данном этапе происходит окончательное доказательство не просто применимости, но и безусловной ценности математических методов при прогнозировании и принятии решений в области экономики и различных отраслей народного хозяйства (см., например, выступление Л.В. Канторовича, советского математика и экономиста, одного из создателей линейного программирования, лауреата Нобелевской премии по экономике 1975 г. «за вклад в теорию оптимального распределения ресурсов»⁸). В арсенал экономистов поступили инструменты, позволяющие решать многомерные динамические задачи оптимального планирования в рамках крупных систем через расчет синтетических показателей, в том числе в электроэнергетике. Развитие математического аппарата, а также автоматизированных средств программно-вычислительных комплексов позволило вывести на новый уровень обоснования принятия решений в области выбора оптимальных вариантов капиталовложений, оценки стоимости и формирования цен (тарифов), в том числе, в электроэнергетике [2].

На данном этапе происходит научное осмысление электроэнергии как особенного продукта с набором различных характеристик для потребителей разных типов (промышленных, домохозяйств) с точки зрения, например, объемов потребления, сезонного или суточного графика нагрузки⁹. Физики, математики, экономисты начинают работу над базовыми теориями оценки стоимости на рынке электроэнергии. Признается особая роль тарифа на электроэнергию – он должен сбалансировать долгосрочный спрос и предложение на рынке, обеспечив оптимальное достижение двух ключевых задач (отчасти противоречащих друг другу): быть справедливым и стабильным для потребителя и обеспечивать энергокомпанию необходимыми финансовыми средствами для развития.

1. Для достижения указанных задач в электроэнергетике с 1950-х гг. формируется концепция «долгосрочной маржинальной

стоимости» (или затрат, long-run marginal cost, LRMC)¹⁰. В отличие от существовавших ранее подходов, показатель LRMC рассчитывается не на основании исторических понесенных расходов на выработку электроэнергии, а на основании предельных (дополнительных) издержек, которые возникают в связи с увеличением спроса на электроэнергию с учетом прогноза по развитию спроса [3]. В рамках этой концепции обосновывается необходимость и предлагается метод расчета различной тарификации базовой и пиковой нагрузок (сезонных и суточных) – так называемый «тариф, зависящий от времени использования». Внедрение тарифов на пиковую генерацию произошло в США в середине 1970-х гг., затем – в Великобритании, Франции и других странах.

2. «Классическим» становится следующее определение: «долгосрочная маржинальная стоимость электроэнергии – это изменение всех затрат для удовлетворения постоянного прироста (или снижения) спроса, поделенное на величину прироста» [3]. Затраты и прирост должны приниматься в расчет по приведенной (дисконтированной) стоимости.

Исследователи того периода признавали определенную ограниченность метода LRMC для определения оптимальных тарифов, обеспечивающих устойчивое долгосрочное развитие рынка генерирующих технологий (т.е. таких тарифов, которые бы посылали четкие сигналы от потребителей, какого «качества» и в каком объеме им потребуется в будущем электроэнергия). Тем не менее прогрессивная для своего времени концепция LRMC легла в основу Акта по политике регулирования энергокомпаний США (PURPA), выпущенного в 1978 г., затем этот опыт был распространен в европейских и других странах.

В СССР в рамках очередного пересмотра цен и тарифов в 1967 г. также была усилена дифференциация тарифов по группам потребителей [1]. Однако не были решены ключевые проблемы энергосистем того времени: советская система регулирования тарифов не стимулировала крупных энергопотребителей снижать мощность при пиковых нагрузках, а также не позволяла прогнозировать изменение энергопотребления в долгосрочной перспективе (т.е. рынок не посылал сигналы о запросе на увеличение или изменение генерирующих мощностей).

С 1970-х гг. во всем мире наблюдался тренд на повышение стоимости сооружения, прежде всего, угольных и атомных электростанций, что было во многом связано с удорожанием технологий, увеличением требований надзорных органов, сроков сооружения и процентных ставок [5]. Это явилось предпосылкой

⁷ Первичное энергопотребление с 1900 г. по 2000 г. выросло больше чем в 10 раз, в то время как численность населения Земли увеличилось только в 4 раза (с 1,6 до 6,1 млрд человек).

⁸ Канторович Л.В. Математика в экономике: достижения, трудности, перспективы. Лекция в Шведской академии наук в связи с присуждением Нобелевской премии. 1975.

⁹ Дополнительные сборы с потребителей «пиковой» электроэнергии были введены в США еще до 1930 г. бизнесменом-прародителем американской энергосистемы Сэмюэлем Инсалом, см.: History of Electricity. Institute for Energy Research. 2014 URL: <http://instituteforenergyresearch.org/history-electricity/>, дата обращения 18.12.2015.

¹⁰ См., например, материалы физика и экономиста Мохана Мунасинга, будущего лауреата Нобелевской премии 2007 г. [4]. Экономическое учение маржинализма (признающее принцип снижающейся предельной полезности фундаментальным элементом теории стоимости) возникло в 70-е гг. XIX века.

для активизации «угольных» и «атомных» лобби к проведению обоснований по получению различных льгот от правительства при реализации крупных инвестиций в новую генерацию ТЭС и АЭС (на фоне нефтяных шоков). Такая конъюнктурная мотивация дала мощный толчок для новых научно-практических исследований по вопросам «справедливого» расчета стоимости электроэнергии при сравнении различных энерготехнологий уже начиная с 1980-х гг.

Этап прикладных методик, концепции краткосрочной маржинальной стоимости (SRMC), полной стоимости жизненного цикла (TLCC) и нормированной стоимости (LCOE). На третьем этапе (1980–2005 гг.) наблюдаются следующие изменения, которые повлияли на развитие подходов к оценке стоимости электроэнергии в мире:

– в ряде стран (США, Европы, России) начинается дерегулирование электроэнергетики; ранее считалось, что эта сфера народного хозяйства не может быть отдана на откуп рыночным механизмам саморегуляции; процесс либерализации привел к разделению вертикально интегрированных энергокомпаний (объединявших генерацию и передачу) и радикальному развитию конкуренции в сегменте генерации; ранее энергомнополии во многом регулировались по принципу «затраты-плюс», с дерегуляцией большая часть рыночных рисков была перенесена с потребителей на самих инвесторов [6, 7];

– происходит все большее «онаучивание» методик оценки стоимости электроэнергии, их детализация, интернационализация и унификация (в том числе, благодаря развитию интернета).

На третьем этапе происходит важный сдвиг внимания научной общественности: основные задачи тарифообразования в электроэнергетике были решены, на первый план выходит необходимость обоснования решений по выбору из альтернативных проектов электростанций (генерирующей технологии или дизайна). Помимо этой задачи, наблюдается возрождение интереса к атомной энергетике (после массовой отмены заказов на новые АЭС после двух катастроф в 1970–1980-х гг., сменившейся «атомным ренессансом»), а с начала нулевых годов – лобби возобновляемой энергетики [8]. В обоих случаях особые усилия направляются на обоснование экономической и коммерческой привлекательности отдельных проектов сооружения генерирующих технологий через набор постоянно развивающихся теорий, в том числе по оценке стоимости электроэнергии. Концепция долгосрочной маржинальной стоимости не могла обеспечить эти потребности, так как касалась скорее параметров оптимального развития энергосистемы в целом исходя из прогнозируемого спроса, поэтому в этот период наблюдается развитие представленных ниже методик.

На этом этапе происходит детализация концепции *краткосрочной маржинальной*

стоимости электроэнергии (short-run marginal cost, SRMC). В ее рамках описывается поведение на рынке энергокомпаний, имеющих электростанции разных типов. Краткосрочная маржинальная стоимость электроэнергии от конкретной электростанции зависит от ее технологии, возраста, операционной эффективности (включая КПД), доступности и стоимости топлива, ограничений на выбросы в окружающую среду, капитальных затрат и других параметров. Управляющие энергокомпаниями и системные операторы при удовлетворении спроса на электроэнергию в каждый момент времени нацелены на минимизацию переменных затрат (т.е. тех, которых можно избежать, если не эксплуатировать электростанции). Таким образом, из электростанций (и соответствующих производителей электроэнергии – энергокомпаний) формируется так называемый «порядок ранжирования» по принципу роста краткосрочных предельных операционных издержек: начиная от энергоблоков с наименьшими издержками и заканчивая наименее эффективными блоками (merit order). Как правило, электростанции, работающие в базовых нагрузках, имеют сравнительно более низкие операционные затраты, и их эффективно использовать при больших объемах спроса.

На рис. 1 [9] представлена логика принятия решений по инвестированию в сооружение (или приобретение) электростанций трех типов в зависимости от их приведенной (дисконтированной) стоимости и загрузки: базовой, полупиковой и пиковой (при росте спроса на электроэнергию).



Рис. 1. Приведенная стоимость электростанций по разным типам загрузки

На третьем этапе происходит формирование так называемой *концепции анализа «полной стоимости жизненного цикла»* (total life-cycle cost). Эта концепция позволила оценить стоимость в привязке к графику реализации альтернативных (конкурирующих) проектов электростанций. Полная стоимость жизненного цикла равна расходам, фактически понесенным владельцем (инвестором) объекта

(электростанции) за интересующий его период времени [9]. Для сопоставления разных проектов полная стоимость жизненного цикла должна быть дисконтирована на базовый год, используемый для сравнения. Для расчета использовалась следующая формула [10]:

$$TLCC = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+d)^n}, \quad (1)$$

где $TLCC$ – дисконтированная полная стоимость жизненного цикла; C_n – затраты периода n ; N – период анализа (годы); d – ставка дисконтирования.

Инвестор отдавал предпочтение технологии с наименьшей полной стоимостью жизненного цикла. Недостатком данной концепции является невозможность проанализировать альтернативные проекты с точки зрения возврата инвестиций и прибыли.

Представленные концепции явились важной ступенью к формулированию методологии оценки *нормированной (усредненной по годам) стоимости электроэнергии*. В зарубежной литературе встречаются следующие названия для схожих понятий: нормированная стоимость единицы электроэнергии (levelised unit electricity cost, LUEC) и нормированная стоимость энергии или электроэнергии (levelized cost of energy / electricity, LCOE). Изначально методика расчета LCOE использовалась для сравнительного анализа альтернатив при реализации коммерческих проектов сооружения или приобретения электростанций или же для оценки экономии затрат, которых удалось избежать (например, благодаря энергосберегающим технологиям).

Методику LCOE не рекомендовалось использовать для сравнения взаимоисключающих альтернативных проектов с разными объемами первоначальных инвестиций и, соответственно, разными параметрами возвратности (по абсолютным показателям). Для преодоления указанного недостатка рекомендовалось сравнивать альтернативы по приростным (дополнительным) затратам. Однако показатель LCOE, характеризующий затраты на всем жизненном цикле, становился популярным (например, в тендере в середине 1980-х гг. на сооружение первой АЭС в Турции турецкий заказчик использовал показатель стоимости киловатт-часа (рассчитанный по методике, близкой к LCOE) как ключевой критерий для определения победителя [11]).

Своеобразным итогом третьего этапа стал выход за последние 10–15 лет серии научно-академических исследований по анализу стоимости электроэнергии различных генерирующих технологий. Выделим важные в плане методологических наработок исследования Массачусетского технологического института («Будущее атомной энергии. Междисциплинарное исследование», 2003 г. [12]) и Университета Чикаго («Экономическое будущее атом-

ной энергии», 2004 г. [13]). Исследования имеют две фундаментальные предпосылки:

- для расчета стоимости электроэнергии учитываются амортизированные капитальные затраты и текущие эксплуатационные расходы;
- для сооружения электростанции привлекаются финансовые ресурсы: акционерные или кредитные. Оба типа ресурсов имеют свою цену, определяемую через процентную ставку. Выплату процентов за использование этих ресурсов – так называемые *затраты на финансирование* (Financing Costs) – необходимо учитывать при определении стоимости электроэнергии.

Классический подход к определению нормированной стоимости электроэнергии представлен в исследовании Чикагского университета: LCOE – это такая стоимость электроэнергии за кВт·ч в течение всего срока эксплуатации электростанции, которая приравнивает *приведенную стоимость выручки* от генерирования и продажи электроэнергии к *приведенной стоимости затрат* на сооружение и эксплуатацию станции. В исследовании Массачусетского технологического университета 2003 г. впервые ставится вопрос о целесообразности разделения параметра LCOE, рассчитанного на базе *номинальных и реальных показателей*, и признается необходимость использования при оценке коммерческих инвестиций именно последнего варианта.

К концу третьего этапа исследователи констатировали:

- конкретная формула и предпосылки для расчета параметра LCOE могут быть *любыми*, но все эти вводные факторы должны быть четко и транспарентно описаны;

- сравнивать показатели LCOE по различным генерирующим технологиям и/или проектам электростанций можно только при строгом соблюдении идентичной методологии расчета.

В России в указанном историческом отрезке наблюдались изменения в области подходов к оценке стоимости электроэнергии в силу известных политических и экономических изменений в стране. Переход от планового к рыночному ценообразованию в начале 1992 г. внес радикальные изменения в систему тарифообразования на электроэнергию. Тарифы для населения на время были заморожены (за последние 10 лет цены на электроэнергию для населения увеличились в 4 раза [14]). Перекрестное субсидирование (в комплексе с другими негативными процессами в экономике России) негативно влияло и продолжает влиять на развитие электроэнергетики и экономики¹¹. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике как наследие плановой экономики является распространенным явлением для многих развивающихся стран, его виды, влия-

¹¹ Ряпин И.Ю. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: итог пятнадцатилетней борьбы / Энергетический центр школы управления СКОЛКОВО, март 2013. URL: <http://www.bigpowernews.ru/research/docs/document48668.phtml>

ние на экономику и способы его ликвидации подробно анализируются российскими и зарубежными учеными и практиками [14, 15, 16, 17, 18, 19]¹². По оценкам ИНЭИ РАН, устранение перекрестного субсидирования в электроэнергетике позволит до 18 % снизить цены для крупных и на 20 % для средних потребителей при росте цен для населения на 75–80 % в реальном выражении [14]. Совокупный объем перекрестного субсидирования, по данным ФСТ, превысил в 2012 г. 230 млрд руб., увеличившись за последние 5 лет на 75 %. По мнению экспертов Энергетического центра Московской школы управления «СКОЛКОВО», для всех видов перекрестного субсидирования эта величина превышает 320 млрд руб. без НДС [14]¹³. До сих пор в России решения в области ценообразования на электроэнергию принимаются при значительном влиянии со стороны правительства, а реформирование методов ценообразования продолжается [1]¹⁴.

Современный этап детализации методологии. На четвертом этапе (с 2005 г. по настоящее время) наблюдается широкое использование методологии расчета LCOE для различных целей¹⁵. Определение LCOE уточняется, в него добавляются элементы инвестиционного анализа, а также обосновывается подход к тарифообразованию через расчет LCOE.

Нормированная стоимость электроэнергии соответствует долгосрочной цене киловатт-часа, обеспечивающей стабильную цену для потребителей электроэнергии, а инвестору – безубыточность его инвестиций в создание генерирующей технологии, а также приемлемую норму доходности инвестиций, учитываемую в дисконтирующем множителе. В представленной ниже формуле все переменные выражены в реальной оценке, т.е. очищены от инфляционной составляющей [20]:

$$\sum P_{MWh} \cdot MWh_t \cdot (1+r)^{-t} \sum = \sum (Cap_t + O\&M_t + F_t + Carb_t + D_t) \cdot (1+r)^{-t}, \quad (2)$$

где P_{MWh} – постоянная на всем жизненном цикле оплата поставщику за поставку электроэнергии (стоимость кВт·ч); MWh_t – количество произведенной электроэнергии в году t , МВт·ч; $(1+r)^{-t}$ – коэффициент дисконтирования для го-

да t (отражает оплату стоимости капитала); Cap_t – полные капитальные затраты, понесенные в году t ; $O\&M_t$ – операционные затраты в году t ; F_t – затраты на топливо в году t ; $Carb_t$ – затраты на оплату выбросов парниковых газов в году t ; D_t – затраты на обращение с отходами и вывод из эксплуатации в году t .

Из формулы (2) получаем

$$LCOE = P_{MWh} = \frac{\sum (Cap_t + O\&M_t + F_t + Carb_t + D_t)(1+r)^{-t}}{\sum MWh_t(1+r)^{-t}}, \quad (3)$$

Формула (3) соответствует современному «стандарту», по которому в странах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) рассчитывается нормированная стоимость электроэнергии. Подчеркнем, что оценка LCOE является выдернутым из системного анализа критерием, несущим в себе определенные упрощения для его расчета. Однако гибкость подхода, безусловно, обеспечила его повсеместное распространение и активное использование на протяжении уже более 20 лет.

Практические рекомендации по использованию метода LCOE для российских экспортеров электростанций. Первостепенное значение метода LCOE наблюдается при выходе российских компаний на зарубежные рынки, где заказчики (энергокомпании) или стейк-холдеры (персоны, принимающие решения, например представители правительства) стремятся получить транспарентную аргументацию о конкурентоспособности той или иной генерирующей технологии на всем жизненном цикле ее эксплуатации. В таком случае российским поставщикам и подрядчикам важно владеть современными методологическими подходами. В России метод LCOE используется, прежде всего, при реализации проектов сооружения объектов капитального строительства (электростанций) при работе с зарубежными инвесторами.

Как было уже сказано, в зарубежных подходах концепция LCOE используется в основном для сравнительного анализа энергетических проектов и в составе комплексного анализа с использованием других методик. На настоящий момент разработаны разные формулы расчета LCOE в зависимости от цели и момента расчета, а также от имеющихся детальных данных.

Показатель LCOE является универсальной метрикой и может быть рассчитан для любого объекта генерации электроэнергии. При оценке инвестиционной привлекательности проекта величина показателя LCOE не может быть использована самостоятельно, а должна сопоставляться с референсными (сравнимыми) величинами. Такими референсными величинами могут быть:

– значения показателей LCOE, рассчитанные по аналогичной методике, или сценарию (расчет показателей LCOE может производиться для различных технологий, площадок

¹² См., например, Россия-2014. Детальный обзор энергетической политики – Международное энергетическое агентство ОЭСР. 2014; Ряпин И.Ю. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: итог пятнадцатилетней борьбы / Энергетический центр школы управления СКОЛКОВО, март 2013. URL: <http://www.bigpowernews.ru/research/docs/document48668.phtml>

¹³ См., например: Ряпин И.Ю. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике: итог пятнадцатилетней борьбы / Энергетический центр школы управления СКОЛКОВО, март 2013. URL: <http://www.bigpowernews.ru/research/docs/document48668.phtml>

¹⁴ См., например, Россия-2014. Детальный обзор энергетической политики – Международное энергетическое агентство ОЭСР. 2014.

¹⁵ См., например: Доклад Еврокомиссии Energy Economic Developments in Europe. Commission Staff Working Document. SWD(2014). 03.2014.

и стран мира, при этом расчет показателей для разных объектов генерации должен производиться в сопоставимых условиях);

– расчетные одноставочные тарифы на электроэнергию (показатель LCOE не должен использоваться для сравнения с текущими тарифами на электроэнергию в стране сооружения новой электростанции, если нет свободного рынка электрогенерации (наличие государственного регулирования или субсидирования тарифов), присутствует высокая доля объектов генерации с истекшим периодом амортизации, а также отсутствуют прогнозы роста реальных тарифов; показатель LCOE может быть сопоставлен с тарифами для нововведенных мощностей аналогичной технологии в аналогичном регионе).

Показатель LCOE в некоторых случаях может быть сопоставлен с расчетными тарифами на электроэнергию, в том числе может быть использован для определения цены продажи электроэнергии (например, при согласовании стоимости отпуска электроэнергии при подписании договора на продажу электроэнергии).

Расчет показателя LCOE может проводиться на разных стадиях подготовки и реализации проекта сооружения новой электростанции, таких как концептуальный проект, предпроектная и проектная стадии (выбор дизайнера и компоновки, сопоставление стран и площадок строительства). Моделирование различных показателей LCOE позволяет принимать решения по следующим вопросам:

– определение оптимальных проектных решений по оптимизации капитальных и/или операционных затрат, а также для комплексной оценки влияния технических, экономических и финансовых изменений в проекте строительства электростанции;

– проведение отраслевых и международных сравнений конкурирующих дизайнов, а также оценка конкурентоспособности конкретного проекта на локальном рынке;

– участие в тендере и/или принятие инвестиционного решения по строительству электростанции в конкретном регионе, в конкретный момент времени с учетом текущего и прогнозного экономического окружения в дополнение к традиционным показателям оценки инвестиционных проектов.

Детализация и точность расчета зависят от используемых предпосылок и объема доступных данных по компонентам LCOE по анализируемому объекту. Схематично компоненты LCOE представлены на рис. 2.

Важно помнить, что стоимость электроэнергии от различных генерирующих технологий во многом зависит от специфики как самой технологии, так и особенностей ее позиционирования и регулирования на конкретном локальном рынке. По этой причине нет одной единственной абсолютно «самой дешевой» или «самой конкурентоспособной по цене» ге-

нерирующей технологии для всех региональных рынков. Каждая из переменных, используемая в формуле (3) расчета LCOE, может значительно (до 50 %) повлиять на конечный результат оценки конкретной электростанции. Это обстоятельство делает невозможным использование результатов разных (по набору предпосылок) исследований по оценке LCOE. Диапазоны оценок LCOE по одной энерготехнологии могут перекрывать различия в оценках между разными энерготехнологиями.

Недостатки классической концепции LCOE. Системная LCOE и нормированные альтернативные затраты на электроэнергию. Распространение практики оценки генерирующих технологий с помощью методологии LCOE позволило сформулировать основные ее *недостатки*. Дисконтирующий множитель, используемый в расчетах, должен отражать, какую прибыль по проекту сооружения данной генерирующей технологии закладывает для себя инвестор с учетом различных рисков [21]. Уровень рисков прощется прогнозируется на регулируемых рынках с монопольной энергокомпанией. Изначально методика LCOE была разработана и использована именно для таких случаев. На дерегулированном рынке электроэнергии, где уровень неопределенности высок, очень вероятно, что рассчитанный показатель LCOE не обеспечит покрытие реальных рисков и финансовых затрат по проекту.

Эти и другие недостатки методики LCOE привели к тому, что для оценки прогнозируемой стоимости электроэнергии разработаны и другие подходы, представленные ниже.

Ключевая особенность методики LCOE заключается в том, что данный подход игнорирует вопросы позиционирования генерирующей технологии в энергосистеме и необходимые так называемые «системные услуги» для обеспечения эксплуатации электростанции того или иного типа (например, услуги по балансированию) [23, 24]. Иными словами, подход LCOE игнорирует, *когда, где, как и для кого* оцениваемая электростанция произвела электроэнергию.

Проблемой оценки нормированной стоимости электроэнергии (LCOE) является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). При создании системы допущений для расчета неизбежно использование усредненных предпосылок для электростанций, которые работают в пиковых нагрузках в течение суток или при разном КИУМ, в зависимости от сезонных колебаний графика нагрузки.

В рамках рассматриваемой методики LCOE никак не анализируется влияние новой электростанции того или иного типа на энергосистему в целом и на работу других энергоблоков в рамках конкретной энергосистемы [20, 24].



Рис. 2. Компоненты стоимости при оценке LCOE (с использованием [21])

Очевидно различное влияние на энергосистему со стороны энерготехнологий разных типов: работающих в базовой или пиковой нагрузке, контролируемых или не контролируемых диспетчером; имеет значение и расположение энергоблока, особенности его подключения к энергосети (рядом с энергоузлом или удаленное). На практике «ценность» и вклад разных генерирующих технологий в рамках конкретной энергосистемы и для конкретных потребителей принципиально различаются, энерготехнологии не являются взаимозаменяемыми.

Особое значение сегодня получила концепция энергетической безопасности отдельной энергосистемы, которую кратко можно определить как наличие адекватного уровня генерирующих мощностей, их гибкости и возможности балансирования для эффективного удовлетворения спроса энергопотребителей. Все эти важные нюансы никак не учитываются в подходе к оценке через LCOE на настоящий момент. Наоборот, данная методология нацелена на усреднение и нивелирование существенных различий в целях возможного сравнения во многом разнородных технологий.

Для преодоления указанных ограничений подхода LCOE специалисты рассматривают возможность учета в формуле LCOE составляющей по «стоимости и ценности для энергосистемы» [20]. Можно констатировать единодушные экспертов в понимании того, что учет «стоимости и ценности для энергосистемы» обязателен при анализе стоимости электроэнергии от возобновляемых источников энергии (ВИЭ), особенно если последние имеют значительную долю в отдельной энергосистеме.

Одним из современных направлений развития подходов к оценке стоимости электроэнергии стала концепция «системной LCOE» (system LCOE – sLCOE), которая разработана, прежде всего, для неустойчивых возобновляемых источников энергии (например, ветряных или солнечных электростанций). Системная LCOE от ВИЭ – это сумма LCOE и стоимости интеграции данного источника энергии в энергосистему.

Рассмотрим несколько поясняющих схем, иллюстрирующих зависимость системной LCOE от объемов производимой электроэнергии (рис. 3,а,б) [25]. Обычно затраты на интеграцию растут с увеличением энерговыработки (рис. 3,а, заштрихованная область) и могут быть даже отрицательными при небольшой энерговыработке. Пересечение растущей системной LCOE и средней LCOE для традиционной электростанции дает на графике точку равновесной энерговыработки на ВИЭ.

С точки зрения перспективности использования анализируемой методики системной LCOE оценки стоимости электроэнергии следует выделить практически непреодолимый недостаток – трудность в получении данных для расчетов. Тем не менее концепция, безус-

ловно, имеет ценность для иных целей, например концептуального определения «топливной корзины» отдельных энергосистем и доли недиспетчеризируемых ВИЭ.

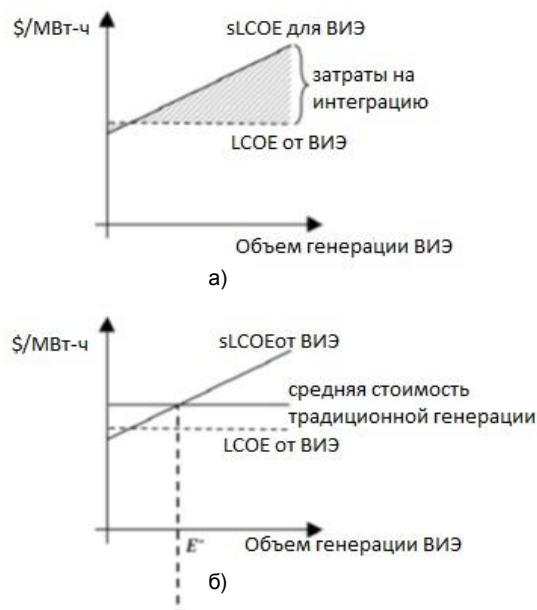


Рис. 3. Зависимость системной LCOE от объемов производимой электроэнергии: E^* – оптимальный объем генерации электроэнергии на ВИЭ

Еще одной альтернативной концепцией стала методика оценки нормированных альтернативных затрат (levelized avoided cost of electricity, LACE), разработанная Агентством энергетической информации Министерства энергетики США за последние пять лет в ответ на потребность в обосновании инвестиций в электростанции, работающие на ВИЭ, которые невозможно прогнозировать диспетчеру энергосистемы и которые требуется резервировать (например, крупные солнечные или ветряные электростанции). Предпосылки для возникновения подходов оценки стоимости LACE и системной LCOE (sLCOE) являются близкими друг другу.

Показатель LACE представляет собой потенциальную выручку владельца электростанции от продажи электроэнергии и мощности вместо замещаемой электростанции (как проиллюстрировано на примере газовой и ветряной электростанций ниже). Рассчитывается LACE по следующей формуле¹⁶:

$$LACE = \frac{\sum_{t=1}^Y (MC\Gamma_t \cdot CH_t) + (ПМ \cdot ФМ)}{EOB}, \quad (4)$$

где LACE – нормированные альтернативные затраты на электроэнергию, USD / МВт·ч; t – период времени; Y – количество таких временных периодов в году (как правило, для целей планирования мощности выделяют 9 перио-

¹⁶ Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement / US EIA. 2013.

дов: 3 времени года (весна/осень, зима и лето) и 3 вида нагрузки (базовая, пиковая, полупиковая). Суммируются все виды временных периодов за расчетный год); *МЦГ – маржинальная цена генерации*, стоимость электровыработки при определенной нагрузке для удовлетворения спроса в конкретный период времени. Цена обычно определяется переменными затратами самого дорогого энергоблока, генерирующего электроэнергию, который в данный момент должен удовлетворить возросший в энергосистеме спрос (переменные затраты включают стоимость топлива и переменные затраты на обслуживание и эксплуатацию энергоблока); *ЧН – часы нагрузки*, количество часов в конкретном периоде времени, в течение которого энергоблок выдает мощность в энергосистему (это количество сопоставимо с показателем КИУМ, используемым для расчета LCOE); *ПМ – плата за мощность*, стоимость для (энерго-)системы по обеспечению маржинального резерва по надежности; определяется как оплата, которая требуется для того, чтобы простимулировать последний (крайний) энергоблок, который должен включиться в систему для обеспечения региональных требований по резерву по надежности; *ФМ – фактическая мощность*, способность энергоблока обеспечить резерв по надежности для системы. Для диспетчеризируемых энергоблоков вся их номинальная мощность может участвовать в обеспечении надежности рынка мощности (фактическая мощность составляет от 1 до 100 %). Для так называемых «неустойчивых» ВИЭ (на которых невозможно гарантировать стабильную энерговыработку) фактическая мощность снижается и рассчитывается как функция, зависящая от доступности ВИЭ в течение периодов пиковой нагрузки и оценочной вероятности простоев электростанции на ВИЭ (по причине отсутствия, например, ветра или солнца) в конкретном регионе; *ЕОВ – ежегодная ожидаемая выработка в часах*, количество часов в году, в течение которых электростанция предположительно должна работать. Для диспетчеризируемых типов электростанций (например, угольных, газовых или атомных) расчет производится на основании ежегодного показателя КИУМ, а для недиспетчеризируемых ВИЭ – на основании доступности соответствующего возобновляемого ресурса в конкретном регионе.

Проиллюстрируем концепцию нормированных альтернативных затрат примером. Допустим, в регионе есть дефицит мощности в 500 МВт. Если в этом регионе построить ветряную электростанцию с аналогичной установленной мощностью 500 МВт, которая из-за погодных условий работает только 50 % времени, то регион останется дефицитным. Возможность источника покрывать необходимый дефицит (или обеспечивать необходимый резерв мощности) в регионе называется фактической мощностью (*capacity credit*). Для недиспетче-

ризуемых ВИЭ показатель фактической мощности невысокий (обычно около 10–20 %), для диспетчеризируемых – высокий (80–90 %) и совпадает с КИУМ. Если для упомянутой ветряной станции показатель фактической мощности составляет 20 %, то ее ввод в эксплуатацию обеспечит резерв мощности в 100 МВт вместо требуемых 500 МВт. Остальные 400 МВт необходимо обеспечить резервным диспетчеризируемым источником – например, газовой станцией. Но если бы ветряную станцию не построили, то пришлось бы строить газовую станцию на 500 МВт.

Для всесторонней оценки потенциальных проектов сооружения электростанций можно сравнивать их показатели LACE и LCOE, что позволяет сопоставить затраты и выручку по конкретному проекту и сделать вывод о его экономической целесообразности¹⁷. Случай равенства LCOE и LACE получил название «равновесия энергосистемы» (*grid parity*) [23]. Очевидно, что такой паритет может быть легко нарушен из-за изменения многочисленных факторов, которые учитываются в расчете данных показателей (от стоимости топлива до государственной политики субсидирования различных энерготехнологий).

Оценка LACE сложнее, чем LCOE, так как требует наличия информации об энергосистеме в целом, включая результаты моделирования ее работы без анализируемого потенциального проекта сооружения электростанции. Эти обстоятельства делают показатель LACE сложным (а зачастую – и дорогостоящим) для расчета, и им практически не пользуются при сопоставлении конкурирующих потенциальных генерирующих технологий или проектов сооружения электростанций. Основное применение такого показателя – сравнение между собой различных неустойчивых ВИЭ.

Заключение

Анализ эволюции концепций по оценке стоимости киловатт-часа позволяет сделать вывод о тесной связи между научно-академическими исследованиями и практической необходимостью принимать решения по разным аспектам развития рынков электроэнергии и отдельных объектов генерации на нем. Контекст возникновения и становления тех или иных теоретических подходов очень важен для понимания как самих подходов, так и возможностей для их адекватного использования на современном этапе.

За рассмотренный исторический отрезок с момента зарождения рынка электроэнергии (чуть более 100 лет) возникали разные направления методического развития, одни из которых существуют и в настоящее время, другие сыграли свою историческую роль и бы-

¹⁷ Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015 / US EIA, 2015.

ли интегрированы в теории более общего характера либо признаны ошибочными и более не используются.

Все рассмотренные концепции объединяет общая черта, которую охарактеризуем цитатой пионера линейного программирования Л.В. Канторовича: «Экономическая материя из-за своей сложности и своеобразия вообще чрезвычайно трудна для моделирования. Любая ее модель выделяет лишь отдельные стороны и весьма грубо и приближенно учитывает реальный экономический фон изучаемого явления; как правило, трудно оценить оправданность его описания и достоверность полученных из модели выводов» [26].

«Заказчиками» различных методик по оценке и моделированию стоимости киловатт-часа можно назвать представителей органов государственного управления (в целях тарифообразования, субсидирования разных типов генерации), а также коммерческие структуры, заинтересованные в принятии инвестиционного решения по сооружению электростанции того или иного типа. Все последующее развитие методологических подходов по оценке стоимости электроэнергии можно прогнозировать как ответ на запросы все тех же «заказчиков» и как результат необходимости принятия решений по новым технологиям (будь то технологии выработки, накопления или передачи электроэнергии или технологии организации энергорынков).

Анализ эволюции концепций по оценке стоимости электроэнергии в России (СССР) и за рубежом позволяет сделать вывод о более прогрессивном уровне западных методик, используемых для оценки стоимости киловатт-часа в рыночных условиях функционирования электроэнергетики, и о постепенном проникновении зарубежного опыта в российскую практику. Можно констатировать доминирование в России «ручного режима» управления при принятии решений как по тарифообразованию, так и в области инвестиционного развития в электроэнергетике. Неслучайно Международное энергетическое агентство, по итогам своего исследования российской электроэнергетики, рекомендует Правительству РФ в первую очередь установить четкие временные рамки реформирования отрасли и правил работы в ней¹⁸.

На современном этапе при развитии экспорта электроэнергетических технологий за рубеж от российских компаний для эффективной конкурентной борьбы требуется хорошее знание зарубежных методик оценки стоимости киловатт-часа от будущей электростанции. Метод оценки LCOE на сегодняшний день является самым распространенным и популярным в мире в силу того, что он позволяет сравнивать между собой технологии с учетом стоимости энерготехнологии в течение всего ее жизненного цикла. Первостепенное значение метода LCOE

наблюдается при выходе российских компаний на зарубежные рынки, где заказчики (энергокомпании) или стейк-холдеры (например, представители правительства) стремятся получить транспарентную аргументацию о конкурентоспособности той или иной генерирующей технологии на всем жизненном цикле ее эксплуатации. Российским поставщикам и подрядчикам важно говорить на одном языке со своими потенциальными заказчиками и быть убедительными в своей методологической и фактологической базе. На сегодняшний день разработаны разные формулы расчета LCOE, в зависимости от цели и момента расчета, а также имеющихся детальных данных.

Подчеркнем, что оценка LCOE является выдернутым из системного анализа критерием, несущим в себе определенные упрощения для его расчета. Гибкость подхода, безусловно, обеспечила его повсеместное распространение и активное использование на протяжении уже более 20 лет. Наблюдаются конъюнктурные манипуляции при использовании метода LCOE. Для преодоления указанных негативных моментов и адекватного использования методологии оценки стоимости электроэнергии важно понимать эволюцию развития данной методологии.

У одного из самых крупных экспортеров российских генерирующих технологий за рубеж Госкорпорации «Росатом» разработаны методики оценки стоимости электроэнергии, используемые на разных стадиях жизненного цикла АЭС на базе концепции LCOE.

Особое значение сегодня получила концепция энергетической безопасности отдельной энергосистемы. Для учета этого аспекта одним из современных направлений развития подходов к оценке стоимости электроэнергии стала концепция «системной LCOE» (sLCOE), а также методика оценки нормированных альтернативных затрат (LACE).

Использование рассмотренных методик LCOE, sLCOE и LACE в комплексе представляется перспективным для распространения в российской практике. При работе на зарубежных высокотехнологических рынках сооружения электростанций четкое знание и понимание современных концепций является важной составляющей конкурентоспособности российского предложения в целом.

Список литературы

1. Долматов И.А., Минкова В.С., Яркин Е.В. Эволюция системы регулирования тарифов в электроэнергетике // Электрические станции. – 2015. – № 1. – С. 12–19.
2. Канторович Л.В. Экономический расчет наилучшего использования ресурсов. – М.: Изд-во АН СССР, (1959) 1960.
3. A Comparison of the Long-Run Marginal Cost and Price of Electricity in Alberta // Market Surveillance Administrator. – 2012.
4. Munasinghe M. Principles of Modern Electricity Pricing // Proceedings of the IEEE. – March 1981. – Vol. 69. – No. 3. – P. 332–348.
5. Федосова Ю.В. (Черняховская Ю.В.). Коммерческий атом. – СПб.: Конструкт, 2008. – 208 с.

¹⁸ Россия-2014. Детальный обзор энергетической политики – Международное энергетическое агентство ОЭСР. 2014.

6. **Joskow P.L., Schmalensee R.** Incentive Regulation for Electric Utilities // *Yale Journal on Regulation*. – 1986. – P. 1–49.
7. **Joskow P.L.** Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector / *Deregulation of Network Industries: The Next Steps* (S.Peltzman and Clifford Winston, eds.). – Brookings Press, 2000.
8. **Путилов А.В., Черняховская Ю.В.** Коммерциализация технологий и промышленные инновации. – М.: НИЯУ МИФИ, 2014. – 388 с.
9. Cicchetti Ch.J., Dubin J., Long C.M. The California Electricity Crisis: What, Why, and What's Next. – Massachusetts: Springer Publishing Company, 2004.
10. **Short W., Packey D.J., Holt T.** A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies / *National Renewable Energy Laboratory of the Department of Energy*. – U.S., 1995.
11. **Alternative Contracting and Ownership Approaches for New Nuclear Power Plants.** – IAEA-TECDOC-1750, 2015.
12. **The Future of Nuclear Power.** An interdisciplinary MIT study / *Massachusetts Institute of Technology*. – Massachusetts, 2003.
13. **The Economic Future of Nuclear Power.** A Study Conducted at The University of Chicago. – Chicago, 2004.
14. **Макаров А.А., Митрова Т.А.** Влияние роста цен на газ и электроэнергию на развитие экономики России – М.: ИНЭИ РАН, 2013 (URL: <https://www.eriras.ru/data/381/rus>)
15. **Лобанова Е.В., Мошкин Б.Н.** Виды перекрестного субсидирования в электроэнергетике России // *Достижения вузовской науки*. – 2015. – № 16. – С. 144–148.
16. **Сорокин М.А.** Механизм «перекрестного» субсидирования как инструмент перераспределения финансовых потоков в электроэнергетике // *Проблемы учета и финансов*. – 2014. – № 2(14). – С. 30–34.
17. **Хуберт Ф.** Перекрестное субсидирование тарифов в электроэнергетической промышленности России не так плохо, как его репутация // *Экономический журнал ВШЭ*. – 2002. – № 3. – С. 343–353.
18. **Электроэнергетика России: ключевые цифры и анализ показателей функционирования за 2014 год.** Доклад. – М.: НИУ ВШЭ, 2015 (URL: <https://ipcrem.hse.ru/news/168032704.html>).
19. **Willems B., Ehlers E., Marti Fraga V.** Cross-Subsidies in the Electricity Sector / *Tilburg Law and Economics Center*. – Tilburg, March 2008.
20. **Projected Costs of Generating Electricity** // Joint report by the International Energy Agency (IEA) and the Nuclear Energy Agency (NEA). – 8 edition. – 2015.
21. **Visser E., Held A.** Methodologies for estimating Levelised Cost of Electricity (LCOE): Implementing the best practice LCoE methodology of the guidance / *ECOFYS*. – Utrecht, 2014.
22. **Capacity mechanisms.** Reigniting Europe's energy markets // *Linklaters LLP*. – 2014.
23. **Namovicz C.** Assessing the Economic Value of New Utility-Scale Generation Projects // *EIA LCOE/LACE Workshop*. – 2013.
24. **Klein J.** Comparative costs of California central station electricity generation. – California energy commission, 2010.
25. **Ueckerdt F., Hirth L., Luderer G., Edenhofer O.** System LCOE: What are the costs of variable renewables? // *32th International Energy Workshop*. – Paris, 2013 (URL: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2200572).
26. **Леонид Витальевич Канторович: человек и ученый.** В 2 т. Т. 1. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. Филиал «Гео», 2002. – 542 с.
4. Munasinghe, M. Principles of Modern Electricity Pricing. Proceedings of the IEEE, March 1981, vol. 69, no. 3, pp. 332–348. doi: 10.1109/PROC.1981.11970.
5. Fedosova (Chernyakhovskaya), Y.V. *Kommercheskiy atom* [Commercial Atom]. Saint-Petersburg, Konstrukt, 2008. 208 p.
6. Joskow, P.L., Schmalensee, R. Incentive Regulation for Electric Utilities. *Yale Journal on Regulation*, 1986, pp. 1–49.
7. Joskow, P.L. Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector. *Deregulation of Network Industries: The Next Steps* (S. Peltzman and Clifford Winston, eds.). Brookings Press, 2000.
8. Putilov, A.V., Chernyakhovskaya, Y.V. *Kommertsializatsiya tekhnologii i promyshlennyye innovatsii* [Technology Commercialization and Industrial Innovations]. Moscow, NIYaU MIFI, 2014. 388 p.
9. Cicchetti, Ch.J., Dubin, J., Long, C.M. The California Electricity Crisis: What, Why, and What's Next. Massachusetts: Springer Publishing Company, 2004.
10. Short, W., Packey, D.J., Holt, T. A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. National Renewable Energy Laboratory of the Department of Energy. U.S., 1995.
11. Alternative Contracting and Ownership Approaches for New Nuclear Power Plants. IAEA-TECDOC-1750, 2015.
12. The Future of Nuclear Power. An interdisciplinary MIT study. Massachusetts Institute of Technology. Massachusetts, 2003.
13. The Economic Future of Nuclear Power. A Study Conducted at The University of Chicago. Chicago, 2004.
14. Makarov, A.A., Mitrova, T.A. *Vliyaniye rosta tsen na gaz i elektroenergiyu na razvitie ekonomiki Rossii* [The impact of gas and electricity prices increase on Russia's economic development]. Moscow: INEI RAN, 2013. Available at: <https://www.eriras.ru/data/381/rus>
15. Lobanova, E.V., Moshkin, B.N. *Vidy perekrestnogo subsidirovaniya v elektroenergetike Rossii* [Types of cross-subsidization in the Russian electric power industry]. *Dostizheniya vuzovskoy nauki*, 2015, no. 16, pp. 144–148.
16. Sorokin, M.A. *Mekhanizm «perekrestnogo» subsidirovaniya kak instrument pereraspredeleniya finansovykh potokov v elektroenergetike* [The mechanism of «cross» subsidies as an instrument of redistribution of financial flows in the electric power industry]. *Problemy ucheta i finansov*, 2014, no. 2(14), pp. 30–34.
17. Khubert, F. *Perekrestnoye subsidirovaniye tarifov v elektroenergeticheskoy promyshlennosti Rossii ne tak plokhoye, kak ego reputatsiya* [Cross-subsidization of tariffs in the electric power industry of Russia is not that bad as its reputation]. *Ekonomicheskiy zhurnal VShE*, 2002, no. 3, pp. 343–353.
18. *Elektroenergetika Rossii: klyucheveye tsifry i analiz pokazateley funktsionirovaniya za 2014 god* [Russian electric power market: key figures and analysis of operation in 2014]. Moscow, NIU VShE, 2015. Available at: <https://ipcrem.hse.ru/news/168032704.html>
19. Willems, B., Ehlers, E., Marti Fraga, V. *Cross-Subsidies in the Electricity Sector*. Tilburg Law and Economics Center. Tilburg, March 2008.
20. *Projected Costs of Generating Electricity*. Joint report by the International Energy Agency (IEA) and the Nuclear Energy Agency (NEA), 2015.
21. Visser, E., Held, A. *Methodologies for estimating Levelised Cost of Electricity (LCOE): Implementing the best practice LCoE methodology of the guidance*. ECOFYS. Utrecht, 2014.
22. *Capacity mechanisms. Reigniting Europe's energy markets*. Linklaters LLP. 2014.
23. *Namovicz, C. Assessing the Economic Value of New Utility-Scale Generation Projects*. EIA LCOE/LACE Workshop. 2013.
24. Klein, J. *Comparative costs of California central station electricity generation*. California energy commission, 2010.
25. Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., Edenhofer, O. *System LCOE: What are the costs of variable renewables?* 32th International Energy Workshop. Paris, 2013. Available at: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2200572
26. *Leonid Vital'evich Kantorovich: chelovek i uchenyy: v 2 t., t. 1* [Leonid Kantorovich: a Man and a Scientist: in 2 vol., vol. 1]. Novosibirsk: Izdatel'stvo SO RAN. Filial «Geo», 2002. 542 p.

References

1. Dolmatov, I.A., Minkova, V.S., Yarkin, E.V. *Evolyutsiya sistemy regulirovaniya tarifov v elektroenergetike* [Evolution of tariff regulation system in electric power industry]. *Elektricheskiye stantsii*, 2015, no. 1, pp. 12–19.
2. Kantorovich, L.V. *Ekonomicheskiy raschet nailuchshego ispol'zovaniya resursov* [Economic estimation of the best utilization of resources]. Moscow, Izdatel'stvo AN SSSR, (1959) 1960.
3. A Comparison of the Long-Run Marginal Cost and Price of Electricity in Alberta. Market Surveillance Administrator, 2012.

Черняховская Юлия Валентиновна,

Национальный исследовательский ядерный университет МИФИ,
кандидат экономических наук, доцент кафедры экономики и менеджмента в промышленности,
e-mail: 5267708@mail.ru