

Обоснование методического подхода к оценке динамики развития технологий оффшорной ветровой энергетики (на примере Германии)

Анатолий Александрович Горлов¹

¹Национальный Исследовательский университет «Высшая школа экономики», Москва, Россия
101000, г. Москва, ул. Мясницкая, д. 20
E-mail: anatolygorlov@yahoo.com

Поступила в редакцию: 26.02.2018; одобрена: 13.03.2018; опубликована онлайн: 30.03.2018

Аннотация

Цель: Внедрение технологий возобновляемых источников энергии (ВИЭ) происходит на фоне развитого рынка углеводородной энергетики, что вызывает риск необоснованных решений инвесторов. Разработка и использование различных аналитических инструментов может позволить снизить такие риски. Для исследования процессов замещения традиционной энергетики уже развитыми технологиями ВИЭ могут использоваться экономические модели, основанные на расчетах десятками экспертов целого ряда макро- и микроэкономических факторов. В тоже время разрабатываются более простые, но эффективные эконометрические методы, базирующиеся на данных реальных проектов и позволяющие проводить исследования для недавно начавшихся развиваться технологий ВИЭ. Основной целью данной статьи является обоснование одной из таких методологий для оценки динамики роста развивающейся оффшорной ветровой энергетики на примере Германии, ведущей страны бассейна Северного моря.

Методология проведения работы: Для исследования экономических процессов замещения в топливно-энергетических комплексах различных стран, расчета трендов и прогнозов в этой области многими зарубежными и отечественными авторитетными организациями разработан целый ряд достаточно сложных моделей, в которых десятками экспертов учитываются различные макро- и микроэкономические параметры и факторы, среди которых ВВП, рост занятости, благосостояния, торговли и многие другие. Однако оценки недавно начавшихся развиваться технологий ВИЭ, для которых такого объема данных еще не существует, более простыми и эффективными являются эконометрические методы, базирующиеся на исследовании кривых обучения и расчетах приведенной стоимости электроэнергии LCOE по данным реальных энергетических проектов. В настоящей статье рассматривается обоснование подобного методического и математического подхода к оценке динамики развития технологий оффшорной ветровой энергетики с использованием модифицированной автором расчетной модели «Times model».

Результаты работы: Проведен анализ целесообразности использования математического аппарата кривых обучения для оценок динамики развития технологий ВИЭ. Показано, что, в соответствии с кривой обучения, происходит снижение издержек – нормированной стоимости электроэнергии (LCOE – Levelised Costs of Energy). Подробно рассмотрены применение эконометрической методики оценки LCOE для зарубежных развивающихся технологий морской возобновляемой энергии, и ее модификация применительно к исследованиям технологий оффшорного ветра. Выполнены расчеты LCOE для реально существующих в Германии платформ оффшорного ветра, а также динамики средних первоначальных инвестиций в эти проекты. Приведены результаты аналитической и графической оценки кривых обучения для оффшорного ветра в Германии.

Выводы: Материалы, изложенные в статье, показывают особую роль развивающихся технологий ВИЭ в ведущих европейских странах бассейна Северного моря. Показана целесообразность применения модифицированной автором методики как для оценки динамики снижения нормированной стоимости LCOE, так и для построения кривых обучения развивающихся технологий, подобных оффшорным ветровым энергетическим установкам. Приведенная в статье методология может быть использована для исследования процессов замещения традиционной энергетики развивающимися технологиями ВИЭ не только в Германии, но и в других странах, в том числе и в России. Оффшорные ветровые энергетические установки большой мощности в нашей стране целесообразно размещать в Арктических и Дальневосточных морях, где стабильно наблюдаются очень сильные ветра. Эти недавно начавшие развиваться технологии ВИЭ имеют также огромный экспортный потенциал, который может быть успешно реализован отечественной судостроительной промышленностью.

Ключевые слова: методика оценки, возобновляемые источники энергии, динамика развития, оффшорный ветер, кривые обучения, нормированная стоимость электроэнергии

Для цитирования: Горлов А. А. Обоснование методического подхода к оценке динамики развития технологий оффшорной ветровой энергетики (на примере Германии) // МИР (Модернизация. Инновации. Развитие). 2018. Т. 9. № 1. С. 53–66. DOI: 10.18184/2079-4665.2018.9.1.53-66

© Горлов А. А., 2018

The Substantiation of the Methodical Approach for Estimation of Dynamics of Development of Technologies of Offshore Wind Energy Using (the German Example)

Anatoly A. Gorlov¹

¹ National Research University "Higher School of Economics", Moscow, Russian Federation

20, Myasnitskaya str., Moscow, Russian Federation, 101000

E-mail: anatolygorlov@yahoo.com

Submitted 26.02.2018; revised 13.03.2018; published online 30.03.2018

Abstract

Purpose: the introduction of renewable energy technologies (RES) occurs against the backdrop of a developed hydrocarbon energy market, which raises the risk of seeing unreasonable decisions by investors. The development and use of various analytical tools can reduce such risks. Economic models based on calculations by dozens of experts of a number of macro- and micro-economic factors have been used to study the replacement of traditional energy technologies with already developed RES technologies. At the same time, simpler but more effective econometric methods are being developed, based on the data of real projects and allowing to conduct research for the recently launched RES technologies. The main purpose of this article is to substantiate one of such methodologies used to assess growth dynamics of developing offshore wind energy based on the example of Germany – the leading country in the North Sea basin.

Methods: many foreign and domestic authoritative organizations have developed a number of fairly complex models in order to study the economic substitution processes in fuel and energy complexes of different countries, calculate trends and forecasts in this area. Such models take into account findings of dozens of experts focusing on various macro and micro economic parameters and factors, including GDP, growth of employment, welfare, trade and many others. However, econometric methods based on the study of learning curves and calculations of the present value of LCOE electricity according to real energy projects tend to be simpler and effective tool used in order to estimate the recently developed RES technologies for which substantial volumes of data have not yet developed. This article considers substantiation of such methodical and mathematical approaches used to evaluate the dynamics of the development of offshore wind energy technologies using the model "Times model", modified by the author.

Results: the feasibility analysis of using the mathematical apparatus of learning curves was carried out for estimating the dynamics of the development of renewable energy technologies. It has shown that, in accordance with the learning curve, there is a decrease in costs - the standardized cost of energy LCOE (level of costs of energy). The application of the econometric methodology of LCOE estimation was considered for foreign developing technologies of marine renewable energy and its modification with reference to offshore wind technologies research. The calculations of LCOE for real offshore wind platforms in Germany, as well as the dynamics of the average initial investment in these projects have been completed. The results of analytical and graphical evaluation of training curves for offshore winds in Germany are given.

Conclusions and Relevance: the materials presented in the article show the special role of developing RES technologies in the leading European countries of the North Sea basin. The feasibility of the method modified by the author is shown, both for estimating the dynamics of the decrease in the normalized value of LCOE, and for constructing training curves for developing technologies similar to offshore wind power installations. The methodology presented in the article can be used to study the replacement of traditional energy technologies by developing renewable energy technologies not only in Germany, but also in other countries, including Russia. Offshore wind power installations of high power in our country should be located in the Arctic and Far Eastern seas, where very strong winds are stable. These newly developed renewable energy technologies also have a huge export potential, which can be successfully utilized by the domestic shipbuilding industry.

Keywords: estimation methodology, renewable energy sources, development dynamics, offshore wind, training curves, energy cost

For citation: Gorlov A. A. The Substantiation of the Methodical Approach for Estimation of Dynamics of Development of Technologies of Offshore Wind Energy Using (the German Example). *MIR (Modernizatsiia. Innovatsii. Razvitie) = MIR (Modernization. Innovation. Research)*. 2018; 9(1):53–66. DOI: 10.18184/2079–4665.2018.9.1.53–66

Введение

Не все технологии использования возобновляемых видов энергии в настоящее время находятся на одной и той же стадии развития. Общей проблемой для всех видов альтернативной энергетики является тот факт, что их внедрение происходит на фоне развитого рынка традиционной углеводородной энергетики. Это вызывает конкуренцию за средства потенциальных инвесторов. Однако в настоящее время наблюдается существенное сни-

жение стоимости наиболее развитых технологий ВИЭ (возобновляемых источников энергии), что в ряде случаев уже делает более привлекательной альтернативную энергетику. Вопрос конкуренции между традиционными и альтернативными источниками энергии становится очень важным, поскольку долгосрочная цель стран бассейна Северного моря, ведущих в энергетике ЕС, заключается в полном отказе от ископаемых видов топлива во всех сферах применения, где это только возможно [1–4]. Совершенных, абсолютно точных прогно-

зов в данной области не существует, и вложения средств, как частных, так и государственных, в поддержку того или иного проекта в области альтернативной энергетики, связаны с определенным риском. Однако ряд аналитических инструментов позволяет снизить риск, обосновать применение определенных мер управленческого воздействия и косвенно спрогнозировать динамику развития альтернативной энергетики в зависимости от различных факторов.

Обзор литературы и исследований. Сегодня уже стало абсолютно ясно, что без использования возобновляемой экологически чистой энергии солнца, ветра, биомассы и ряда других ВИЭ невозможно дальнейшее устойчивое развитие мировой экономики. Главным вопросом при этом является оценка возможной степени замещения традиционной энергетики возобновляемой, целесообразной с точки зрения обеспечения рыночной конкурентоспособности в составе топливно-энергетического комплекса страны и ее энергетической безопасности. Исследованиями в этом направлении, а также проблемами развития и практического внедрения ВИЭ в настоящее время занимается огромное число ученых и специалистов, задействованы сотни различных научных и коммерческих организаций. В Европейском Союзе наиболее авторитетными в области стремительно развивающейся ветроэнергетики являются European Wind Energy Association [2], WindEurope [3, 4], Ernst & Young et Associés [5] и LeanWind [6], которые регулярно публикуют результаты различных аналитических исследований. Среди трудов отечественных специалистов и ученых в этой области необходимо в первую очередь выделить работы д.т.н. Безрукова П.П. [7], академика Фортова В.Е. и д.т.н. Попеля О.С. [8], д.т.н. Елистратова В.В. [9, 10], к.т.н. Ермоленко Г.В. [1] и другие. Теоретические вопросы использования кривых обучения для исследования динамики развития различных источников энергии, в том числе и ветровых ВИЭ, рассмотрены в публикациях ряда зарубежных и отечественных специалистов Jamasb T., Köhler J. [11], Wiesenthal T., Dowling P., Morbee J, Thiel C., Schade B., Russ P., Simoes S., Peteves S., Schoots K., Londo M. [12], Rubin E.S., Azevedo I.M.L., Jaramillo P., Yeh S. [13] и Ратнер С.В. [14].

Материалы и методы. Представленная статья изложена с использованием совокупности методов теоретического, экономического и функционального анализа развивающихся технологий возобновляемых источников энергии оффшорного ветра, а также эконометрических методов и моделей оценки динамики оценки таких технологий на базе кривых обучения и приведенной нормированной стоимости LCOE (Levelised Costs of Energy). Использованные в статье аналитические данные и

представленные результаты исследования должным образом обобщены и структурированы с точки зрения общих требований к разработке и публикации научных материалов.

Результаты исследования

Для исследования экономических процессов замещения в топливно-энергетических комплексах различных стран, расчета трендов и прогнозов в этой области в первую очередь необходима оценка динамики развития новых энергетических технологий. С этой целью многими авторитетными организациями разработан целый ряд достаточно сложных моделей, в которых десятками экспертов учитываются различные макро и микро экономические параметры и факторы, среди которых ВВП, рост занятости, благосостояния, торговли и многие другие. Например, в работе [4] приводятся результаты семи различных подобных прогнозных сценария развития ветровой энергетики в Европе к 2030 году: низкий, центральный и высокий сценарии WindEurope, сценарий Новой политики Международного энергетического Агентства (IEA), сценарий Текущей политики IEA, сценарий IEA 450 и сценарий Европейской комиссии. При этом наблюдается значительный разброс приведенных в различных сценариях оценок. Так, уровни развития технологий ветровой энергетики, прогнозируемые Центральным сценарием WindEurope на 2030 год, будут достигнуты только в 2040 году по сценарию Новой политики IEA и в 2045 году по сценарию Европейской комиссии. Для оценок недавно начавшихся развиваться технологий ВИЭ, для которых такого объема данных ещё не существует, более простыми, но в тоже время достаточно эффективными, являются эконометрические методы, базирующиеся на исследовании кривых обучения и расчетах приведенной стоимости электроэнергии LCOE реальных энергетических проектов. Основное преимущество таких моделей и методов заключается в привлечении гораздо меньшего числа экспертов, а также обеспечение достаточно высокой точности расчетов, повышающейся по мере общего уровня развития технологий, что позволяет использовать более точные исходные проектные данные. Так например, в оффшорной ветроэнергетике стран бассейна Северного моря в 2017 году наблюдалась серия тендеров на проекты с рекордно низкими ценами [4]. Такие данные позволяют с помощью эконометрических методов сразу же внести коррективы в соответствующие прогнозы. По ряду описанных ниже причин особого внимания в рамках данного исследования заслуживает такой инструмент, как кривая обучения (Experience Curve), однофакторная версия которой описывается степенным уравнением вида:

$$Y = \alpha X^\varepsilon, \alpha > 0, \varepsilon < 0, \quad (1)$$

где Y – себестоимость производимой продукции; X – показатель накопленного опыта (в рамках анализа энергетической отрасли в качестве X , как правило, используется накопленная потенциальная мощность [2]); ε – эмпирически оцениваемый параметр, который отражает отрицательную зависимость.

По мере передвижения технологии ВИЭ от одной стадии развития к другой происходит постепенное наращивание суммарного объема генерации энергии и накопленной величины инвестиций в соответствующие исследования. Соответственно, растет и объем информации о самой технологии, о конкретных объектах и о том, насколько успешно идет внедрение технологии в коммерческую эксплуатацию. Таким образом, в соответствии с кривой обучения (1), происходит снижение издержек – нормированной стоимости энергии LCOE:

$$LCOE = \frac{CAPEX + PV(OPEX)}{PV(AEP)}, \quad (2)$$

где $CAPEX$ – капитальные издержки (первоначальные инвестиции в проект); $OPEX$ – операционные издержки деятельности по генерированию энергии; AEP – количество сгенерированной за период энергии; PV – оператор расчета текущей приведенной стоимости при определенной норме дисконтирования.

По информационному критерию к технологиям ВИЭ первого типа можно отнести хорошо изученную солнечную энергетику, береговую ветроэнергетику и ряд других технологий, по которым в различных работах приводятся ряды LCOE за много лет, и построены кривые обучения. Например, начиная с 2009 года, авторитетное агентство LAZARD для таких технологий рассчитывает показатель LCOE ежегодно по собственной методике [15]. Технологии второго типа (развивающиеся), такие, например, как офшорная ветровая энергетика, характеризуются объемом доступной информации, достаточным для того, чтобы оценить текущее значение LCOE на основе ряда дополнительных предположений, однако временные ряды этого показателя по годам практически еще не рассчитаны, так же как и актуальные кривые обучения. Принцип работы с подобными технологиями заключается в выборе методики оценки LCOE, построении максимально длинного временного ряда издержек и переходе к кривым обучения [16]. К технологиям ВИЭ третьего типа будем относить наиболее новые технологии, для которых уже существуют работоспособные демонстрационные установки, однако данных об их работе еще не-

достаточно для того, чтобы оценить показатель LCOE. Однако имеется принципиальная возможность, по аналогии с уже достаточно развитыми технологиями ВИЭ, оценивания кривых обучения и для таких технологий [16]. В рамках подобной задачи возникает вопрос о выборе метрики, которая позволила бы на количественном уровне оценить степень «аналогичности» двух технологий альтернативной энергетики, и при этом была бы основана только на тех данных, которые доступны для технологий всех трех типов. Вопрос существования, свойств и разработки подобной метрики подробно обсуждается ниже.

Для только еще развивающихся технологий ВИЭ, с меньшим объемом доступных данных о них, на первое место для исследователя становится проблема оценки издержек LCOE. В настоящее время не существует единого подхода к оцениванию показателя LCOE для конкретной технологии генерирования энергии. Выполненный автором анализ различных методик позволил выявить присущие им общие стандартные элементы:

- Интервальное оценивание. Неопределенность, возникающая в процессе оценивания LCOE для любой, в том числе, наиболее развитой технологии генерации энергии, не позволяет строить эффективную точечную оценку. LCOE оценивается как интервал, вероятность попадания реальных удельных издержек в который высока [15];
- Экспертные оценки. Технологические параметры как перспективных, так и реально эксплуатирующихся проектов ВИЭ (срок жизни оборудования, выходная мощность при оптимальном режиме использования), а также финансовые показатели и первоначальные инвестиции, оцениваются на основе интервью со специалистами, реально работающими с подобными проектами или являющимися признанными экспертами в соответствующей области [15];
- Исследование динамики издержек в процессе жизненного цикла ВИЭ и их прогнозирование. Как видно из формулы (2), для оценки текущего значения LCOE необходима информация как о текущих параметрах (капитальные издержки, ставка дисконтирования), так и о будущих. Например, необходимо иметь представления о динамике операционных издержек (OPEX) за весь жизненный цикл установки.

Пример применения одной из существующих методик оценки LCOE для развивающихся технологий возобновляемой энергии приливных течений, волнения и термальной энергии океана («Times model») приведен в публикации Международного Энергетического Агентства (IEA) [17]. Величина LCOE является характеристикой конкретного проекта ВИЭ: одной энергоустановки или объ-

единенного ряда таких установок (энергетической фермы). При этом технологии одного и того же альтернативного источника на практике могут отличаться друг от друга своими характеристиками и, соответственно, находиться на различных стадиях развития. Для отсеивания технологий и проектов, способных оказать сильное искажающее влияние на общий результат, используется классификация НАСА стадий развития технологий, применяющаяся для разработки инновационных проектов в авиации и космосе, а с 2013 года принятая Комиссией ЕС для исследований в области энергетики [18]. Предлагается технологии делить на 9 уровней (TRL – Technology Readiness Level). Наиболее ранним считается концептуальный уровень развития (TRL1), лабораторные и макетные испытания относятся к среднему уровню (TRL4, TRL5), а к уровню TRL9 – внедренные коммерческие установки. При расчете LCOE в модели «Time model» учитываются только технологии, превышающие уровень TRL5 или соответствующие ему. При этом большинство исходных параметров, учитываемых при расчетах для проектов, относящихся к разным уровням, считаются различными, что подтверждается мнением экспертов [17]. Соответственно, результирующее значение LCOE также будет различным для разного уровня проектов, что учитывается в процессе расчета LCOE и в последующей оценке кривых обучения.

В качестве источника информации для оценки LCOE по методике «Times model» используются как предпосылки, так и экспертные мнения. Среди основных предпосылок можно отметить следующие:

- Так как срок жизни различных проектов может сильно отличаться, для их сопоставимости срок жизни всех проектов приравнивается к 20-ти годам;
- Так как ставка дисконтирования, необходимая для точной оценки приведенных издержек конкретного проекта, может сильно отличаться у различных проектов, для сопоставимости принимается ставка всех проектов в 10%;
- Вместо реального показателя AEP (Annual energy production) в уравнении (2) используется оценка среднегодового значения AEP, которая подставляется в формулу как константа.

Все параметры, оценка которых необходима для расчета LCOE, формируются в виде интервалов в процессе общения с экспертами, причем каждый из параметров (первоначальные инвестиции CAPEX, операционные издержки OPEX и годовая выработка энергии AEP) имеет собственную внутреннюю структуру. Согласно методике «Times model», показатель годовой выработки электроэнергии (AEP) рассчитывается в соответствии со следующей формулой:

$$AEP = PC * CF * Av * 8760, \quad (3)$$

где PC (Project Capacity) – совокупная годовая мощность проекта, сумма проектных мощностей на конкретной стадии развития. Определяется экспертами и зависит от технических характеристик энергетической установки; CF (Capacity Factor) – отношение среднегодовой реальной производительности к теоретической (заявленной в технических характеристиках), при невозможности определяется на основе экспертных оценок; Av (Availability) – способность ВИЭ генерировать энергию в течение определенного периода, по смыслу является долей времени в рамках одного года, в течение которого система работает нормально и генерирует электроэнергию. Определяется экспертами.

Подстановка верхних и нижних пределов интервальных оценок в формулу (3) позволяет найти интервальную оценку годового производства энергии и, соответственно, вычислить знаменатель оценки LCOE по формуле (2).

Другой важный для оценки LCOE показатель – первоначальные инвестиции CAPEX (Capital Expenditures), – представляет собой сумму всех расходов, которую тратят инвесторы в самом начале проекта. Согласно методологии «Times model», в составе CAPEX выделяются издержки на покупку оборудования, доставку и установку оборудования, строительство инфраструктуры (платформ, опор, дополнительных линий электропередачи), затраты на первоначальные исследования и расчеты эффективности проекта, затраты на оценку экологического эффекта. При этом значение CAPEX и состав данного типа расходов индивидуальны, и сильно зависят от того, о какой конкретно технологии ВИЭ идет речь. К примеру, для технологий, основанных на энергии океана, так же как и для офшорных ветровых ВИЭ, в структуре первоначальных инвестиций выделяются издержки на создание коммуникаций, обеспечивающих доставку электроэнергии на берег [17].

На практике верхний и нижний предел капитальных издержек в расчете на количество киловатт-часов установленной мощности определяется на основе массива данных по проектам конкретного типа, причем массивы данных, в свою очередь, определяются на основе экспертного мнения. В оригинальном исследовании рассматривается не менее 20-ти проектов по каждой из (рассматриваемых) трех технологий ВИЭ, связанных с океаном [17].

Третьим необходимым для оценки LCOE параметром являются операционные издержки OPEX (Operational Expense), под которыми подразумеваются все ежегодные расходы, необходимые для продолжения деятельности по генерированию

электроэнергии. В соответствии с методикой «Times model», в состав операционных издержек фирмы, учитываемых при оценке LCOE, входят текущие административные издержки, затраты на расходные материалы, амортизация и ремонт оборудования, страхование бизнеса, а также, при необходимости, затраты на аренду природных территорий. Как и первоначальные затраты, операционные издержки и их состав зависят от того, о какой конкретной технологии идет речь, для океанической энергии, к примеру, в состав операционных издержек входят ежегодные затраты на аренду участка океана. Верхний и нижний пределы операционных издержек в рамках методики «Times model» оцениваются на основе массива данных отдельно для каждой конкретной стадии проекта (демонстрационный проект, предкоммерческая стадия или коммерческая реализация). Операционные издержки каждого конкретного проекта в долларах на киловатт установленной мощности оцениваются на основе экспертных оценок, по которым и составляют массив данных.

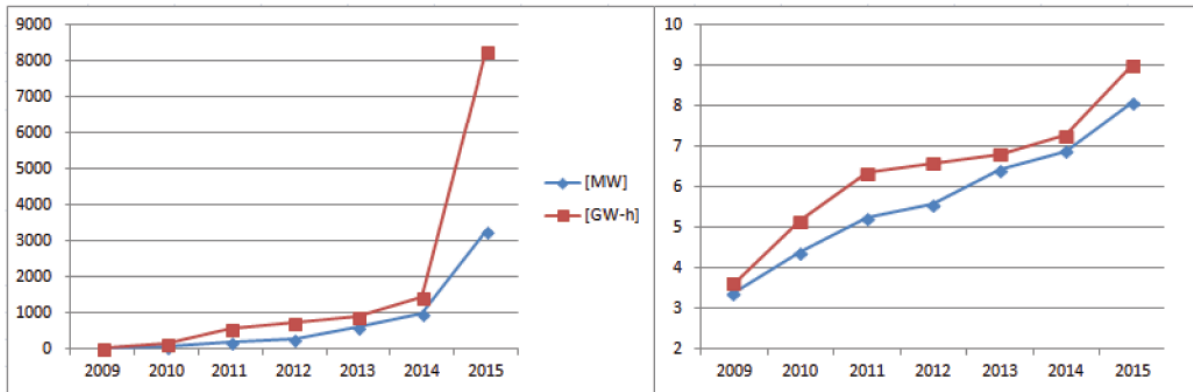
Необходимо отметить, что в методику «Times model» встроен дополнительный, не связанный с экспертными мнениями, механизм учета неопределенности, возникающей в процессе оценивания издержек и производительности технологий использования энергии ВИЭ. На первом этапе с целью учета неопределенности эксперты строят не точечную, а интервальную оценку таких параметров, как CAPEX, OPEX, CP и Av, при этом средним значением параметра считается среднее арифметическое из двух границ. На втором этапе используется дополнительный механизм: новые границы допустимого интервала оцениваемого параметра рассчитываются как среднее значение $\pm\alpha\%$, где параметр α зависит от двух обстоятельств: насколько глубокие исследования издержек были проведены, и на какой стадии развития находится данная конкретная технология. Для этой цели используется специальная таблица соответствия между стадиями проекта и точностью оценивания издержек, разработанная для исследований на различных стадиях технологического развития [19]. Применение в методике «Times model» одновременно двух границ интервала вокруг среднего значения (границ, определенных экспертами, и границ в соответствии с таблицей) определяет максимальную вероятность попадания реальных издержек в рассматриваемый интервал.

Таким образом, в ходе расчетов формируется набор оценок LCOE для конкретных проектов ВИЭ, в рамках которых генерирование энергии осуществляется на основе одного и того же общего принципа, однако проекты не обязательно однородны (могут иметь разные размеры и принципиальные технологические различия). Оценки LCOE, полу-

ченные подобным способом, считаются оценками по состоянию на год запуска проектов. Соответственно, если в расчетах использовались данные о проектах, запущенных в разные годы, методика позволяет построить временной ряд LCOE, который может быть использован для дальнейшего построения однофакторных кривых обучения (1), а также двухфакторных кривых обучения, если известны издержки на исследования и разработки R&D (Research and Development) в качестве второго фактора [20]. Преимущества описанного выше подхода к оценке LCOE заключается в том, что он применим к технологии генерирования электроэнергии на основании альтернативных источников даже в том случае, если сама технология еще недостаточно распространена. Другими словами, для оценки кривых обучения «напрямую», по рядам статистических данных, демонстрирующих динамику LCOE и совокупной мощности установок соответствующего типа, необходимо хотя бы одно полноценное статистическое исследование и опубликованный отчет о его результатах. Для оценки же LCOE по данным об отдельных проектах в определенной области энергетики достаточно информации о самих проектах, при условии, что проекты запущены и оценены в различные моменты времени.

В качестве примера для оценивания LCOE по методике «Times model» рассмотрим технологию ВИЭ морского офшорного ветра, которой принято считать ветровые энергетические установки (ВЭУ), размещенные в прибрежных водах на платформах, жестко установленных на дне. Преимущество ВЭУ офшорного ветра перед береговыми аналогами заключается в гораздо большей доступной площади для их размещения в море, отсутствии конкуренции за очень дорогую землю в странах бассейна Северного моря, а также в возможности использования сильных и относительно стабильных морских ветров. Основным технологическим недостатком офшорных ВЭУ является дополнительная сложность их установки и эксплуатации в экстремальных морских условиях, а информационным недостатком для экономических оценок – в относительно небольшом совокупном объеме накопленного опыта.

Для увеличения однородности следует рассматривать офшорные ВЭУ в одной конкретной стране. Поскольку ведущими в офшорной ветроэнергетике ЕС являются страны бассейна Северного моря, имеет смысл выбрать из них лидера, которым в области всех технологий ветровых ВИЭ является Германия. Следует заметить, что в 2016 году наибольшее количество офшорных мощностей ВЭУ было установлено в Великобритании (40,8% от всех морских установок ЕС), затем в Германии – 32,5%, в Дании – 10,1%, в Нидерландах – 8,8% и в Бельгии



На графике слева: синяя линия (ромбы) – это суммарная мощность ВЭУ (МВт); красная линия (квадраты) – совокупное производство электроэнергии (ГВт-ч). На графике справа – эти же показатели в полулогарифмической шкале.

Рис. 1. Показатели использования оффшорного ветра в Германии¹

Fig. 1. Indicators of offshore wind use in Germany

– 5,6%. В 2016 году, по объему инвестиций в развитие всех используемых в Германии технологий ВИЭ, только береговой ветер опережает оффшорный ветер, при соответственно 6,6 млрд Евро против 2,6 млрд Евро [21]. По состоянию на 2016 год общее число действующих в этой стране оффшорных ветровых ферм составило 22 (18 ферм в Северном море и 4 – в Балтийском море), совокупная мощность оффшорных ВЭУ в 2017 году достигла 5,4 ГВт, а объем произведенной ими электроэнергии за этот год – величины 18,3 ТВт-ч [22]. Подобного количества объектов может быть достаточно для формирования выборки, сбора данных и дальнейшего оценивания кривых обучения.

Можно предположить, что проекты в области ВИЭ, возникшие в рамках одного года, формируют верхние и нижние границы реальной себестоимости альтернативной энергии, и оценивать LCOE и кривые обучения можно в соответствии с позитивным (по минимуму LCOE) и негативным (по максимуму) сценариями. Наиболее полные данные о применении технологии оффшорного ветра касаются совокупной мощности и величины производимой энергии (рис. 1).

Видно, что с 2009 года наблюдается непрерывный рост показателей использования энергии оффшорного ветра в Германии, со скоростью роста

выше линейной. Прорыв и увеличение обоих показателей в несколько раз за один год приходится на 2015 год. Скорость роста обоих показателей сопоставима, коэффициент корреляции между ними достигает 0,98. Соответственно, с течением времени принципиальных изменений производительности не наблюдается, и сокращение LCOE достигается не за счет серьезных технологических прорывов, а за счет накопления опыта, что и является предпосылкой анализа на основе кривых обучения.

Данные об LCOE оффшорного ветра носят нерегулярный характер, и относятся к различным странам. Например, по оценкам компании Siemens реальная величина LCOE для оффшорного ветра в Великобритании в 2013 году составила 140 Евро/МВт-ч, а к 2025 году уровень LCOE должен снизиться до 95 Евро/МВт-ч [23]. По прогнозу компании Ernst&Young et Associés к 2017 году для технологии оффшорного ветра должен быть достигнут уровень LCOE, равный 115 Евро/МВт-ч, а к 2030 году эта величина должна будет снизиться до 90 Евро/МВт-ч [5]. Согласно данным отчета компании Bloomberg, показатель LCOE оффшорного ветра в Европе во втором полугодии 2016 года упал до уровня 126 долл.США/МВт-ч, оценка этого показателя во втором полугодии 2015 года составила 175 долл.США/МВт-ч [24]. Существуют

¹ Составлено автором по материалам: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). 2017. P. 45. URL: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=13 (Дата обращения 10.09.2017)

Compiled by the author based: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). 2017. P. 45. Available at: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=13 (accessed 10 September 2017) (in Germ)

щие в настоящее время оценки показателя *LCOE* для оффшорного ветра отличаются количественным, временным и пространственным разбросом, и не образуют непрерывный временной ряд, необходимый для оценки кривой обучения для рассматриваемой технологии. Кроме того, наблюдается существенный разброс оценок по странам, так что корректная кривая обучения технологии оффшорного ветра для Германии может быть получена только на основе данных, касающихся непосредственно ВЭУ, работающих в этой стране. Соответственно, пробелы в имеющейся информации необходимо заполнять с помощью прямого расчета *LCOE* для реально существующих в Германии платформ оффшорного ветра, используя имеющиеся данные об их установленной мощности и первоначальных инвестициях в проекты (табл. 1).

ляет оценить издержки *LCOE* в денежных единицах в расчете на единицу выработки электроэнергии (МВт-ч). Также анализ существующих исследований оффшорного ветра позволяет определить, что выражение $CF * Av$ (3) для данной технологии измерено и находится в пределах от 40% до 52%, ожидаемый срок жизни большинства проектов равен 25-ти лет, а для расчетов *LCOE*, которые для оффшорного ветра в Германии реализованы как минимум дважды, использована ставка 10%. Таким образом, для применения методики «Times model» нужны еще только данные операционных издержек (*OPEX*).

Идея дальнейшей оценки заключается в том, чтобы использовать гипотезу о единстве природы снижения капитальных и операционных издержек

использования энергии оффшорного ветра. Наличие достаточного количества данных о первоначальных инвестициях в динамике позволит определить функциональную модель их снижения со временем и оценить параметры модели. При этом операционные издержки, вероятно, снижаются в соответствии с моделью с другими параметрами, однако того же класса функций. В таком случае, при наличии информации о классе функций, нескольких известных величин *OPEX* будет достаточно для оценки недостающих наблюдений, а повысить надежность результатов можно на основе расчета вероятностных границ полученных оценок в соответствии с принципами, изложенными выше [19].

На рис. 2 изображена оценка динамики первоначальных инвестиций в расчете на единицу установленной проектной мощности, полученная по некоторым существующим в Германии проектам оффшорных ВЭУ (см. табл. 1). Регрессионный анализ показывает, что убывание средних первоначальных инвестиций описывается логарифмической кривой с достаточно высокой точностью, 83% динамики первоначальных вложений объясняется предлагаемой логарифмической моделью. При этом логарифмическая модель обладает еще одним важным для анализа свойством – уменьшением скорости убывания, что является следствием

замедления относительного прироста мощностей со временем. Таким образом, логично будет предположить, что динамика операционных издержек *OPEX* также подчиняется некоторой подобной логарифмической модели.

Вероятнее всего, что издержки со временем сокращаются под влиянием наращивания установленных мощностей в соответствии с кривой об-

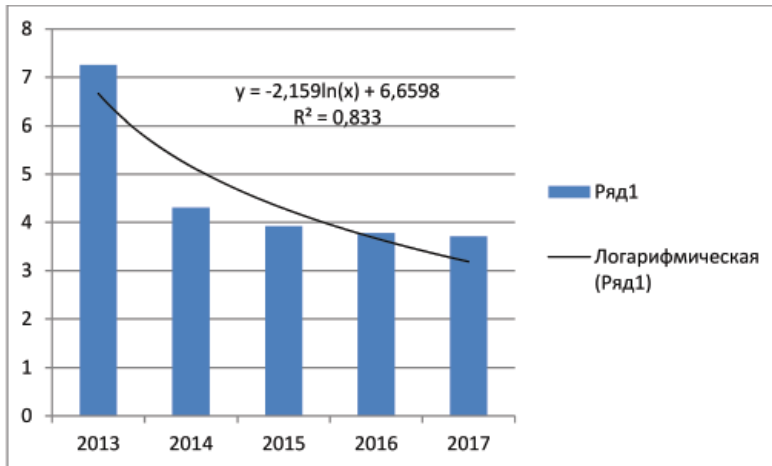
Таблица 1
Инвестиции в развитие платформ оффшорного ветра
Table 1
Investments in the development of offshore wind platforms

Запуск	Ферма	Инвестиции (млрд Евро)	Мощность (МВт)
2010	Alpha ventus	60	250
2013	BARD Offshore 1	2900	400
2014	Meerwind Süd/Ost	1200	288
2014	Riffgat	480	108
2015	Global Tech 1	1800	400
2015	Borkum Riffgrund I	1190	312
2015	Amrumbank West	1000	302
2015	Butendiek	1300	288
2015	DanTysk	1000	288
2016	Gode Wind	2200	582
2017	Wikinger	1350	400
2017	Veja Mate	1900	402
2017	Nordsee One	1200	332.1
2017	Sandbank	1200	288

Составлено автором по материалам: *Global Offshore Wind Farm Map // 4C Offshore*. 2017. URL: <http://www.4coffshore.com/offshorwind/> (дата обращения 10.09.2017)

Compiled by the author based: *Global Offshore Wind Farm Map // 4C Offshore*. 2017. Available at: <http://www.4coffshore.com/offshorwind/> (accessed 10 September 2017) (in Eng.)

Первоначальные инвестиции позволяют рассчитать капитальные издержки (*CAPEX*) для каждого проекта в расчете либо на данные установленной мощности (МВт), либо на единицу выработки электроэнергии (МВт-ч). В числителе используемой в данном исследовании формулы (2) оценки *LCOE*, компоненты издержек *CAPEX* и *OPEX* присутствуют в абсолютном денежном выражении, что позво-



По оси ординат – средние капитальные затраты на 1,0 МВт мощности установок оффшорного ветра, в миллионах Евро

Рис. 2. Динамика средних первоначальных инвестиций²

Fig. 2. Dynamics of average initial investment

учения, которая еще не оценена, но существует, и сокращается в соответствии с логарифмической моделью вида $OPEX_t = A + B * \ln(t)$, где через t обозначен момент времени, а через A и B – неизвестные на данном этапе параметры модели динамики операционных издержек. В работе Moné Sr. и др., посвященной анализу стоимости ветровой энергии, приведена оценка относительных операционных издержек оффшорной ветровой фермы в 138 долл.США/кВт-ч [25]. Также известны некоторые оценки величин $LCOE$, позволяющие оценить недостающие значения $OPEX$ в 2011, 2012 и 2017 годах. Поскольку ставка дисконтирования и срок жизни проекта известны и неизменны в рамках относительно короткого периода времени и для конкретной технологии использования возобновляемой энергии (оффшорного ветра), формулу (2) можно упростить, и выразить величину $OPEX$:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{25} \frac{OPEX}{1.1^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{AEP}{1.1^t}} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow OPEX = AEP * LCOE - \frac{CAPEX}{9.985}, \quad (4)$$

Согласно существующим данным, среднее значение капитальных издержек платформ оффшорного

ветра, запущенных в эксплуатацию в Германии в 2017 году, составили около 1440 млн Евро (средневзвешенная оценка по мощности проектов), что в пересчете на доллары, по среднему курсу 2017 года, равно 1640 млн долларов США. По имеющимся оценкам, $LCOE$ для оффшорных ВЭУ в 2017 году достигает 115 Евро или 131,7 долл.США/МВт-ч [5]. Что касается АЕР, то средняя проектная мощность запущенных в 2017 году проектов равна 355 МВт, что по формуле (3) дает от 1 243 920 МВ-ч до 1 617 100 МВ-ч выработки электроэнергии в 2017 году. Соответствующая оценка операционных издержек составляет до 50 миллионов долларов в год в рамках одного проекта, или от 30 до 40 долл.США/

МВт-ч, что резко отличается от оценки 138 долл.США/МВт-ч в 2014 году. Однако стоит учесть, что оценка 2014 года среднеевропейская, а текущая оценка 2017 года – исключительно по немецким компаниям. Оценка значения $OPEX$ на 2011 год в Германии не позволяет получить адекватное значение, так как в этом году начала работу на море ВЭУ только платформа Baltic 1, мощностью в 5–6 раз меньше мощности большинства немецких платформ. Таким образом, эту оценку имеет смысл исключить из дальнейшего рассмотрения, а для анализа воспользоваться оценками 138 долл.США/МВт-ч в 2014 и 40 долларов в 2017. В таком случае, в рамках предпосылки о снижении операционных издержек в соответствии с некоторой логарифмической моделью с неизвестными параметрами, мы имеем модель, которую можно математически описать с помощью следующей системы линейных уравнений:

$$\begin{cases} OPEX_t = A + B \ln(t), t = 2011..2017 \\ 40 = A + B * \ln(2017) \\ 138 = A + B * \ln(2014) \end{cases} \quad (5)$$

В результате решения системы уравнений (5) появляется возможность определить значения $OPEX$ (долл.США/МВт-ч) в каждом из рассматриваемых периодов (с 2011 по 2017 годы), а также пересчитать их в доллары, поскольку выработка энергии в рамках каждого проекта может быть оценена

² Составлено автором по материалам: Global Offshore Wind Farm Map // 4C Offshore. 2017. URL: <http://www.4coffshore.com/offshorewind/> (дата обращения 10.09.2017)

Compiled by the author based: Global Offshore Wind Farm Map // 4C Offshore. 2017. Available at: <http://www.4coffshore.com/offshorewind/> (accessed 10 September 2017) (in Eng.)

Таблица 2

Оценка динамики LCOE оффшорного ветра

Table 2

Assessment of the dynamics of the offshore wind LCOE

Год	OPEX (\$/MW-h)	Min OPEX	Max OPEX	Min CAPEX	Max CAPEX	Min LCOE	Max LCOE	LCOE
2011	236.15	200.72	271.57	126.54	156.67	327.27	428.24	377.76
2012	203.41	172.90	233.93	-	-	-	-	-
2013	170.70	145.09	196.30	212.00	262.48	357.09	458.78	407.94
2014	138.00	117.30	158.70	211.06	261.32	240.42	311.14	275.78
2015	105.32	89.52	121.11	96.70	119.72	186.22	240.83	213.53
2016	72.65	61.75	83.55	92.00	113.91	153.75	197.45	175.60
2017	40.00	32.00	48.00	79.15	97.99	111.15	145.99	128.57

Разработано автором.

Developed by the author.

непосредственно по проектной мощности и величине показателя $CF * Av$, интервал колебаний которого известен. При этом, оценивание издержек должно быть не точечным, а интервальным.

В данном конкретном случае речь идет об упрощенном анализе операционных издержек (на основе моделирования их динамики по нескольким точкам) для проектов в области оффшорного ветра, которые относятся к классу либо зрелых проектов (2011–2016 годы), либо ранних коммерческих проектов (проекты 2017 года). Итоговые результаты оценки операционных издержек в двух системах единиц измерения приведены в табл. 2.

Для расчета минимальных и максимальных операционных издержек применялись границы $\pm 15\%$ для проектов 2011–2016 годов и $\pm 20\%$ для оценки проектов 2017 года. Капитальные издержки оценены путем пересчета первоначальных инвестиций, которые известны для всех проектов, в расчет на единицу генерации энергии, поэтому поправки вида $CF * Av$ из формулы (3) лежат в интервале от 0,4 до 0,52, за счет чего сформировался интервал колебаний капитальных издержек. Наконец, LCOE рассчитано по классической формуле (2) с применением максимальных и минимальных издержек соответственно. Последний столбец отражает среднее значение рассчитанных величин. Отсутствие в табл. 2 расчетных данных LCOE по 2012 году объясняется тем, что в Германии не был запущен ни один проект в области оффшорного ветра. Полученные результаты оценки динамики LCOE для оффшорного ветра Германии имеют близкие значения с приведенными выше оценками известных экспертов. Так, величина LCOE на 2017 год компании Ernst & Young et Associés составила 131,7 долл.США/МВт-ч [5], что попадает в оцененный интервал (наша оценка – 128 долл.США/

МВт-ч). Также совпадают оценки на 2015 год компании Блумберг (175 долл.США/МВт-ч) [24]. Как уже отмечалось выше, заниженная оценка LCOE 2011 года нарушала однородность выборки. Соответственно, для дальнейшего анализа имеет смысл пользоваться рядом наблюдений LCOE, с 2013 по 2017 годы включительно, что достаточно для применения метода наименьших квадратов и оценивания однофакторной кривой обучения.

На рис. 3 изображена динамика LCOE и производства энергии оффшорного ветра в Германии в не полностью совпадающих периодах.

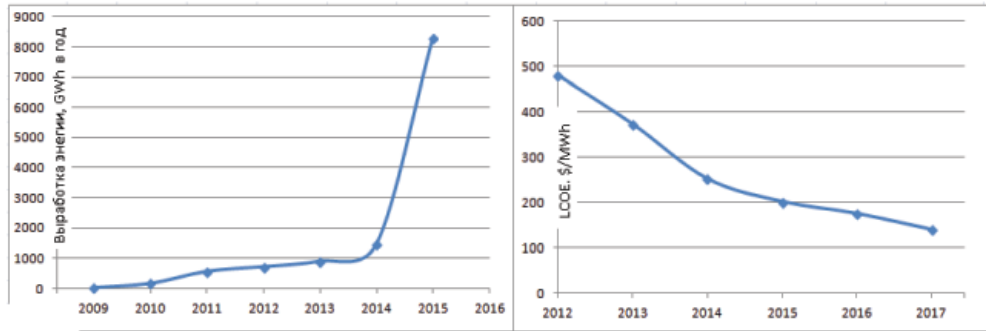
Как видно по графикам, в динамике наблюдается стандартная картина работы кривой обучения. Одновременно происходит рост совокупной установленной мощности оффшорных ВЭУ с резким скачкообразным приростом в 2015 году (левый график) и постепенное сокращение LCOE оффшорного ветра (правый график). Результаты оценки кривых обучения методом наименьших квадратов в виде логарифмических уравнений выглядят следующим образом (оценки построены по минимальным, максимальным и средним значениям LCOE):

$$\ln(LCOE) = 7.88 - 0.279 \ln(Prod), \quad R^2 = 0.767, Prob(F) = Prob(t) = 0.051 \quad (6)$$

$$\ln(\min(LCOE)) = 7.67 - 0.274 \ln(Prod), \quad R^2 = 0.756, Prob(F) = Prob(t) = 0.057 \quad (7)$$

$$\ln(\max(LCOE)) = 8 - 0.283 \ln(Prod), \quad R^2 = 0.758, Prob(F) = Prob(t) = 0.055 \quad (8)$$

Через величину *Prod* обозначен годовой объем производства электроэнергии (МВт-ч). Наиболее



Разработано автором.

Рис. 3. Динамика факторов кривой обучения

Developed by the author.

Fig. 3. Dynamics of learning curve factors

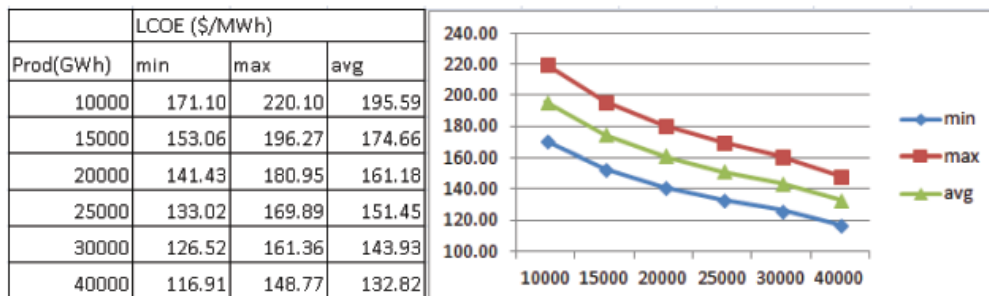
важными параметрами каждого уравнения являются:

- Коэффициент наклона, характеризующийся числом при логарифме объема производства, показывает скорость сокращения издержек по мере роста производства;
- Коэффициент детерминации R^2 . Показывает долю дисперсии удельных издержек $LCOE$, которая объясняется снижением производства;
- Показатель $Prob(F)$ – минимальный уровень значимости, при котором может быть отвергнута гипотеза о равенстве нулю всех коэффициентов в уравнении, кроме константы;
- Показатель $Prob(t)$ – минимальный уровень значимости, при котором может быть отвергнута гипотеза о равенстве нулю коэффициента наклона.

Все полученные уравнения (6–8) характеризуются высоким уровнем статистической значимости в целом, а также статистической значимостью коэф-

фициентов наклона. Подтверждается гипотеза об убывающем характере кривой обучения – отрицательные коэффициенты наклона у логарифмов объема производства в правых частях всех уравнений говорят о сокращении $LCOE$ по мере роста накопленных производственных мощностей. Все уравнения характеризуются коэффициентом детерминации не ниже 0.75, что означает, что 75% снижения $LCOE$ оффшорного ветра в Германии объясняется ростом установленных мощностей. На рис. 4 приведено изображение кривой обучения для оффшорного ветра в Германии, построенной по данным за 2012–2016 годы.

Вместе с тем, можно отметить относительно более низкое статистическое качество полученных моделей по сравнению с моделями кривых обучения, рассчитанных нами для берегового ветра. Вероятность ошибки первого рода поднялась с нулевых значений до 5%, а коэффициент детерминации снизился до уровня ниже 0.75. Это можно объяснить тем, что используемые данные $LCOE$



По оси абсцисс – производство энергии оффшорного ветра в ГВт-ч, по оси ординат – LCOE (долл.США/МВт-ч).

Разработано автором.

Рис. 4. Кривая обучения для оффшорного ветра в Германии

Developed by the author.

Fig. 4. Learning curve for offshore wind in Germany

представляют собой оценки, полученные с помощью метода «Time model», которые изначально носят приблизительный характер и позволяют построить только интервальную оценку, а не точную. Не исключено, что модель, построенная по точным значениям (не обязательно совпадающим со средним значением), обладает более высоким качеством. Кроме того, негативное влияние на качество моделей могла оказать чрезмерно малая выборка, состоящая в нашем случае только из пяти наблюдений. Расчет коэффициентов обучения LR (Learning Ratio) для различных сценариев динамики *LCOE* показывает, что они близки по значениям, и находятся в интервале от 17,3% до 17,8%, что ниже аналогичных показателей для берегового ветра. Это, вероятно, объясняется неполнотой модели. Возможно, для находящейся на стадии раннего развития технологии оффшорного ветра, более важным параметром обучения являются инвестиции в исследования и разработки, данные о которых будут все более доступны по мере строительства новых ВЭУ. По планам ЕС технологии как берегового, так и оффшорного ветра должны к 2030 году стать ведущими в процессах трансформации топливно-энергетических систем стран Европы, с постоянным прогрессом в области ускорения электрификации, интеграции и замещения традиционной возобновляемой энергетики. Уже в 2016 году суммарная установленная мощность ВЭУ обогнала угольный сектор, и шестой год подряд вклад в ветроэнергетику превышает все инвестиции в новые мощности [4]. Тем не менее, развитие ВЭУ в Европе является пока менее определенным после 2020 года, чем это было в последние 10 лет после того, как началась их активная коммерциализация. Поэтому прогнозные оценки в этом направлении являются достаточно важными. По нашим оценкам, на базе кривых обучения установленная мощность оффшорных ВЭУ в Германии может достигнуть к 2030 году порядка 12 ГВт, что достаточно близко к планируемой сценарием компании WindEurope величине 14 ГВт для этой страны [4]. Согласно этому сценарию, Германия к 2030 году станет ведущей страной в Европе по ветровой энергетике, с общей установленной мощностью ВЭУ порядка 85 ГВт, а совокупная мощность ветровой энергии в ЕС достигнет 323 ГВт, при подобном показателе в 160 ГВт на конец 2016 года. Это должно позволить производить до 888 ТВт·ч электроэнергии, что эквивалентно 30% спроса на электроэнергию ЕС. Согласно этому сценарию инвестиции в сектор ветроэнергетики достигнут 239 млрд Евро к 2030 году, в связи с чем будет обеспечена занятость до 569 000 человек, а также сокращение импорта углеводородов в ЕС на сумму 13,2 млрд Евро в год [4].

Выводы

Результаты проведенного исследования с использованием модифицированного автором метода «Time model» показывают целесообразность его применения как для оценки динамики снижения нормированной стоимости *LCOE* отдельных видов ВИЭ, так и для построения по полученным данным *LCOE* кривых обучения развивающихся технологий второго по информационному критерию типа (подобных оффшорным ВЭУ), не только Германии, но и других стран мира. Анализ динамики развития технологий энергетики ветра на шельфе стран бассейна Северного моря, лидирующих в Европе по этому направлению, может быть полезен и для нашей страны. Россия омывается тринадцатью морями, ее морская граница простирается на 39 тысяч километров, а граница экономической зоны расположена в 370 километрах от берегов и отдельных островов. Подробная карта распределения среднегодовых скоростей ветра на территории России, подготовленная учеными ОИВТ РАН и МГУ показывает, что наибольшие ветровые ресурсы в нашей стране сосредоточены на северных и восточных морских побережьях и островах Арктики [8]. Здесь постоянно наблюдаются сильные и частые ветры, поэтому перспективно создание крупных оффшорных ветровых энергетических ферм мощностью до 100–200 МВт и более на льдоустойчивых или плавучих платформах. Именно многие из этих районов на побережье страны имеют проблемы с дефицитом электроэнергии и топлива для автономных дизельных установок. Из-за проблем северного завоза во многих прибрежных и островных районах нашей страны, отрезанных от сетей централизованного электроснабжения, стоимость энергии с учетом доставки топлива очень высока [8, 9, 10]. Такая ситуация подтверждает реальную конкурентоспособность морских ветровых энергоустановок. Менее мощные морские ветровые фермы целесообразно было бы размещать у побережья Крыма, Балтийского, Черного и Каспийского морей. Кроме того, в России хорошо развита судостроительная промышленность, которая может обеспечить реализацию огромного экспортного потенциала легко транспортируемых в любую страну мира оффшорных ветровых ВИЭ, что полностью соответствует новой технологической политике нашего государства.

Список литературы

1. Ермоленко Г.В., Толмачева И.С., Репин И.Ю., Фетисова Ю.А., Мацура А.А., Реутова А.Б. Справочник по возобновляемой энергетике Европейского союза: аналитический обзор; Институт энергетике НИУ ВШЭ, 2016. М.: ЗАО «Печатный дом «Канонь», 2016. 96 с. URL:<https://publications.hse.ru/books/201698897> (дата обращения 15.01.2018)
2. Wind energy scenarios for 2030 // European Wind Energy Association. 2015. 16 p. URL:<http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EWEA-Wind-energy-scenarios-2030.pdf> (дата обращения 15.06.2017)

3. Wind energy in Europe: Outlook to 2020 // WindEurope. 2017. 43 p. URL: <https://windeurope.org/about-wind/reports/wind-energy-in-europe-outlook-to-2020/#download> (дата обращения 15.12.2017)
4. Wind energy in Europe: Scenarios for 2030 // WindEurope. 2017. 32 p. URL: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Wind-energy-in-Europe-Scenarios-for-2030.pdf> (дата обращения 10.01.2018)
5. Offshore wind in Europe. Walking the tightrope to success // Ernst & Young et Associés. 2015. 16 p. URL: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EY-Offshore-Wind-in-Europe.pdf> (дата обращения 11.08.2017)
6. Driving Cost Reductions in Offshore Wind // LeanWind. 2017. 71 p. URL: <http://www.leanwind.eu/wp-content/uploads/LEANWIND-final-publication.pdf> (дата обращения 18.12.2017)
7. Безруких П.П. Ветроэнергетика: монография. М.: Издательский дом «Энергия», 2010. 320 с.
8. Попель О.С., Фортвов В.Е. Возобновляемая энергетика в современном мире: монография. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 449 с.
9. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика: монография. СПб.: изд-во Политехнического университета, 2016. 424 с.
10. Генгер Ш., Елистратов В.В., Денисов Р.С. Ветроэнергетика в России: перспективы, возможности и барьеры // Материалы Международного Конгресса «Возобновляемая энергетика XXI век: энергетическая и экономическая эффективность», REENCON– XXI. М., 2016, С. 216-220. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=28414708> (дата обращения 12.12.2017)
11. Jamasb T., Köhler J. Learning Curves for Energy Technology: A Critical Assessment // University of Cambridge. 2007. 21 p. URL: <https://www.repository.cam.ac.uk/bitstream/handle/1810/194736/075?sequence=1> (дата обращения 10.09.2017)
12. Wiesenthal T., Dowling P., Morbee J., Thiel C., Schade B., Russ P., Simoes S., Peteves S., Schoots K., Londo M. Technology Learning Curves for Energy Policy Support / European Commission // Joint Research Centre. 2012. 34 p. URL: <https://setis.ec.europa.eu/system/files/Scientific%20report%20on%20Learning%20Curves%20for%20Policy%20Support%202012.pdf> (дата обращения 17.03.2017)
13. Rubin E.S., Azevedo I.M.L., Jaramillo P., Yeh S. A review of learning rates for electricity supply technologies // Energy Policy. 2015. № 86. P. 198–218. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011>
14. Ратнер С.В. Кривые обучения в ветровой энергетике: межстрановой анализ // Финансы и кредит. 2016. Т. 22. № 28. С. 49–60. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=26417071> (дата обращения 15.12.2017)
15. Lazard Levelized Costs of Energy Analysis – Version 10.0 // LAZARD. 2016. 21 p. URL: <https://www.lazard.com/media/438038/levelized-cost-of-energy-v100.pdf> (дата обращения 18.12.2017)
16. Experience Curves for Energy Technology Policy // OECD / IEA. 2000. 147 p. URL: <http://www.wenergy.se/pdf/curve2000.pdf> (дата обращения 16.12.2017)
17. Cost of Energy for Ocean Energy Technologies // IEA / OES. 2015. 48 p. URL: <https://www.ocean-energy-systems.org/publications/oes-reports/cost-of-energy/document/international-levelised-cost-of-energy-for-ocean-energy-technologies-2015/> (дата обращения 15.05.2017)
18. Horizon 2020 – Work Programme 2014-2015. 18 General Annexes // European Commission Decision C 86312013. 2013. 34 p. URL: http://ec.europa.eu/research/participants/portal/doc/call/h2020/common/1587809-18_general_annexes_wp2014-2015_en.pdf (дата обращения 15.12.2017)
19. Previsic M., Bedard R. Yakutat Conceptual Design, Performance, Cost and Economic, Wave Power Feasibility Study // Electric Power Research Institute. 2009. 43 p. URL: <http://re-vision.net/documents/Yakutat%20Conceptual%20Design,%20Performance,%20Cost%20and%20Economic%20Wave%20Power%20Feasibility%20Study.pdf> (дата обращения 17.12.2017)
20. Kouvaritakis N., Soria A., Isoard S. Modelling Energy Technology Dynamics: Methodology for Adaptive Expectations Models with Learning by Doing and Learning by Searching // International Journal of Global Energy Issues. 2000. Т. 14. № 1-4. С. 104–115. DOI: <http://dx.doi.org/10.1504/IJGEI.2000.004384>
21. Erneuerbare Energien in Deutschland Daten zur Entwicklung im Jahr 2016. // AGEE / Umwelt Bundesamt. 2017. 21 p. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/erneuerbare_energien_in_deutschland_daten_zur_entwicklung_im_jahr_2016.pdf (дата обращения 12.12.17)
22. Energiewende beschleunigen – Ausbau der Offshore-Windenergie läuft bis 2020 nach Plan // Bundesverband WindEnergie. 2018. 1 ср. URL: <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/2018/energiewende-beschleunigen-ausbau-der-offshore-windenergie-laeuft-bis-2020-nach-plan> (дата обращения 18.01.2018)
23. What is a real costs of offshore wind? // siemens.com/wind. 2014. 6 p. URL: <https://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/SCOE/Infoblatt-what-is-the-real-cost-of-offshore.pdf> (дата обращения 15.09.2017)
24. Watanabe J. Giant fall in generation costs from offshore wind // Bloomberg new energy finance. 2016. 2 p. URL: http://data.bloomberglp.com/bnef/sites/4/2016/11/BNEF_PR_2016-11-01-LCOE.pdf (дата обращения 15.09.2017)
25. Moné Cr., Stehly T., Maples B., Settle E. Cost of Wind Energy Review // National Renewable Energy Laboratory. 2014. 71 p. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64281.pdf> (дата обращения 18.10.2017)

Об авторе:

Горлов Анатолий Александрович, аспирант, Национальный Исследовательский университет «Высшая школа экономики» (101000, г. Москва, ул. Мясницкая, д. 20), Москва, Российская Федерация, ORCID: orcid.org/0000-0003-1292-3841, anatolygorlov@yahoo.com

Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.

References

1. Ermolenko G.V., Tolmacheva I.S., Repin I.Yu., Fetisova Yu.A., Matsura A.A., Reutova A.B. The European Union Renewable Energy Handbook: *An Analytical Review; Institute of Power Engineering of the Higher School of Economics*, 2016. Moscow: CJSC "Printing House"Kanon", 2016. 96 p. (in Russ.)
2. Wind energy scenarios for 2030. *European Wind Energy Association*. 2015. 16 p. Available at: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EWEA-Wind-energy-scenarios-2030.pdf> (accessed 15 June 2017) (in Eng.)
3. Wind energy in Europe: Outlook to 2020. *WindEurope*. 2017. 43 p. Available at: <https://windeurope.org/about-wind/reports/wind-energy-in-europe-outlook-to-2020/#download> (accessed 15 Desember 2017) (in Eng.)
4. Wind energy in Europe: Scenarios for 2030. *WindEurope*. 2017. 32 p. Available at: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Wind-energy-in-Europe-Scenarios-for-2030.pdf> (accessed 10 January 2018) (in Eng.)
5. Offshore wind in Europe. Walking the tightrope to success. *Ernst & Young et Associés*. 2015. 16 p. Available at: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EY-Offshore-Wind-in-Europe.pdf> (accessed 11 August 2017) (in Eng.)
6. Driving Cost Reductions in Offshore Wind. *LeanWind*. 2017. 71 p. Available at: <http://www.leanwind.eu/wp-content/uploads/LEANWIND-final-publication.pdf> (accessed 18 Desember 2017) (in Eng.)
7. Bezrukih P.P. Wind power. Monograph. Moscow: Publishing house "Energiya", 2010. 320 p. (in Russ.)
8. Popel O.S., Fortov V.E. Renewable energy in the modern world. Monograph. Moscow: Publishing house MPEI, 2015. 449 p. (in Russ.)
9. Elistratov V.V. Renewable energy. Monograph. SPb: Publishing house of Polytechnic University, 2016. 424 p. (in Russ.)
10. Gzenger Sh., Elistratov V.V., Denisov R.S. Wind Energy in Russia: Prospects, Opportunities and Barriers. Materials of the International Congress "Renewable Energy XXI Century: Energy and Economic Efficiency", REENCON-XXI. 2016, p. 216–220 (in Russ.)
11. Jamasb T., Köhler J. Learning Curves for Energy Technology: A Critical Assessment. University of Cambridge. 2007. 21 p. Available at: <https://www.repository.cam.ac.uk/bitstream/handle/1810/194736/075?sequence=1> (accessed 10 September 2017) (in Eng.)
12. Wiesenthal T., Dowling P., Morbee J., Thiel C., Schade B., Russ P., Simoes S., Peteves S., Schoots K., Londo M. Technology Learning Curves for Energy Policy Support / European Commission. *Joint Research Centre*. 2012. 34 p. Available at: <https://setis.ec.europa.eu/system/files/Scientific%20report-%20on%20Learning%20Curves%20for%20Policy%20Support%202012.pdf> (accessed 17 March 2017) (In Eng.)
13. Rubin E.S., Azevedo I.M.L., Jaramillo P., Yeh S. A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*. 2015; 86:198–218. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011> (in Eng.)
14. Ratner S.V. Learning curves in wind energy: a cross-country analysis. *Finance and credit*. 2016; 22(28):49–60 (in Russ.)
15. Lazard Levelized Costs of Energy Analysis – Version 10.0 LAZARD. 2016. 21 p. Available at: <https://www.lazard.com/media/438038/levelized-cost-of-energy-v100.pdf> (accessed 18 Desember 2017) (in Eng.)
16. Experience Curves for Energy Technology Policy. *OECD / IEA*. 2000. 147 p. Available at: <http://www.wenergy.se/pdf/curve2000.pdf> (accessed 16 Desember 2017) (in Eng.)
17. Cost of Energy for Ocean Energy Technologies. *IEA / OES*. 2015. 48 c. Available at: (accessed 15 May 2017) (in Eng.)
18. Horizon 2020 – Work Programme 2014-2015. 18 General Annexes. *European Commission Decision C 86312013*. 2013. 34 p. Available at: http://ec.europa.eu/research/participants/portal/doc/call/h2020/common/1587809-18._general_annexes_wp2014-2015_en.pdf (accessed 15 Desember 2017) (in Eng.)
19. Previsic M., Bedard R. Yakutat Conceptual Design, Performance, Cost and Economic, Wave Power Feasibility Study. *Electric Power Research Institute*. 2009. 43 p. Available at: <http://re-vision.net/documents/Yakutat%20Conceptual%20Design,%20Performance,%20Cost%20and%20Economic%20Wave%20Power%20Feasibility%20Study.pdf> (accessed 17 Desember 2017) (In Eng.)
20. Kouvaritakis N., Soria A., Isoard S. Modelling Energy Technology Dynamics: Methodology for Adaptive Expectations Models with Learning by Doing and Learning by Searching. *International Journal of Global Energy Issues*. 2000; 14(1-4):104–115. DOI: <http://dx.doi.org/10.1504/IJGEI.2000.004384> (in Eng.)
21. Erneuerbare Energien in Deutschland Daten zur Entwicklung im Jahr 2016. *AGEE / Umwelt Bundesamt*. 2017. 21 p. Available at: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/erneuerbare_energien_in_deutschland_daten_zur_entwicklung_im_jahr_2016.pdf (accessed 12 Desember 2017) (In Germ.)
22. Energiewende beschleunigen – Ausbau der Offshore-Windenergie läuft bis 2020 nach Plan. *Bundesverband WindEnergie*. 2018. 1 p. Available at: <https://www.windenergie.de/presse/pressemitteilungen/2018/energiewende-beschleunigen-ausbau-der-offshore-windenergie-laeuft-bis> (accessed 18 January 2018) (in Germ.)
23. What is a real costs of offshore wind? // siemens.com/wind. 2014. 6 p. Available at: <https://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/SCOE/Infoblatt-what-is-the-real-cost-of-offshore.pdf> (accessed 15 September 2017) (in Eng.)
24. Watanabe J. Giant fall in generation costs from offshore wind. *Bloomberg new energy finance*. 2016. 2 p. Available at: http://data.bloomberglp.com/bnef/sites/4/2016/11/BNEF_PR_2016-11-01-LCOE.pdf (accessed 15 September 2017) (in Eng.)
25. Moné Cr., Stehly T., Maples B., Settle E. Cost of Wind Energy Review. *National Renewable Energy Laboratory*. 2014. 71 p. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64281.pdf> (accessed 18 October 2017) (in Eng.)

About the author:

Anatoly A. Gorlov, National Research University "Higher School of Economics" (20, Myasnitskaya St., Moscow, Russian Federation, 101000), Moscow, Russian Federation, **ORCID: orcid.org/0000-0003-1292-3841**, anatolygorlov@yahoo.com

The author have read and approved the final manuscript.