

МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОФФШОРНЫХ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Давыдов Д.Ю., Обухов С.Г.

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

e-mail: denisyudavydov@gmail.com, e-mail: serob99@mail.ru

Резюме: Актуальной проблемой развития морской ветроэнергетики является высокая себестоимость генерации электроэнергии, что обусловлено большими капиталовложениями. Решение поставленной проблемы возможно за счет повышения производительности при максимально возможном снижении затрат, что требует выполнения оптимального проектирования морских ветроэлектростанций. **ЦЕЛЬ.** Разработка универсальной модели, предназначенной для оценки технико-экономических показателей морских ветроэлектростанций на основе данных о конфигурации с учетом факторов климатических условий и рельефа морского дна в месте планируемого строительства. **МЕТОДЫ.** Математическое моделирование с использованием программной среды MatLab. **РЕЗУЛЬТАТЫ.** Модель обеспечивает оценку влияния факторов аэродинамического эффекта и электрических потерь в основных компонентах электрической системы на производительность электростанции, а также позволяет учитывать влияние топографии морского дна на экономические и конструктивные характеристики опорных конструкций (фундаментов) ветроустановок. Верификация модели выполнена на примере расчета технико-экономических показателей двух существующих оффшорных ветроэлектростанций «Horns Rev 1» и «Horns Rev 2» путем сравнения расчетных показателей среднегодовой выработки электроэнергии, коэффициента использования установленной мощности, капитальных затрат и нормированной себестоимости электроэнергии с фактическими показателями, полученными в процессе эксплуатации. Результаты сравнения показывают незначительные отклонения, находящиеся в пределах 5% от фактических значений. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ.** Разработана и протестирована модель оценки технико-экономических показателей оффшорных ветроэлектростанций на основе данных о структуре, используемом оборудовании, а также факторов климатических условий и рельефа местности. Оценка быстродействия расчетного алгоритма показала достаточно высокую скорость расчета, что обеспечивает возможность практического применения модели в задачах многофакторной оптимизации крупных морских ветроэлектростанций.

Ключевые слова: ветроэнергетика; морские ветроэлектростанции; технико-экономическая оценка; проектирование; оптимизация.

Для цитирования: Д.Ю. Давыдов, С.Г. Обухов. Модель оценки технико-экономических показателей оффшорных ветроэлектростанций // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С.115-130. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-115-130.

MODEL FOR EVALUATION OF TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS OF OFFSHORE WIND FARMS

DY. Davydov, SG. Obukhov

Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Abstract: THE PURPOSE. An urgent problem in the development of offshore wind energy is the high cost of generating electricity, which is due to large capital investments. The solution to this problem is possible by increasing efficiency while reducing costs as much as possible, which requires optimal design of offshore wind farms. GOAL. Development of model for the technical and economic indicators of offshore wind farms based on configuration data, taking into

account the factors of climatic conditions and the topography of the seabed at the site of the planned wind farm location. **METHODS.** Mathematical modeling using Matlab software environment. **RESULTS.** The model evaluates the impact of wake and electrical losses in the main components of the electrical system on the operation of an offshore wind farm, and also allows to take into account the influence of the seabed relief on the economic characteristics of wind turbine foundations. The model was tested on the example of calculating two existing offshore wind farms «Horns Rev 1» and «Horn Rev 2» by comparing the calculated indicators of the average annual electricity generation, capacity factor, capital expenditures and normalized cost of electricity with the actual indicators obtained during their operation. The comparison results show slight deviations within 5% of the actual values. **CONCLUSION.** The model for assessing the technical and economic indicators of offshore wind farms was developed and tested on the basis of data on the wind farm configuration and layout, as well as factors of climatic conditions and terrain. Evaluation of the computational speed showed a sufficiently high efficiency of the algorithm, which allows the model to be applied to optimize large offshore wind farms.

Keywords: wind energy; offshore wind farms; technical and economic assessment; wind farm designing; optimization.

For citation: DY. Davydov, SG. Obukhov. Model for evaluation of technical and economic indicators of offshore wind farms. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(5):115-130. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-115-130.

Введение

Увеличение доли использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мировом энергетическом балансе и их интеграция в энергосистемы является одной из основных траекторий развития современной электроэнергетики. За прошедшие десятилетия наиболее высокие темпы развития демонстрирует ветроэнергетика и в частности морская ветроэнергетика. Повышенный интерес к использованию морской ветровой энергии обусловлен высокой стоимостью приватизации земли, а также большим энергетическим потенциалом и стабильностью морского ветрового режима, что позволяет более эффективно реализовывать потенциал ветроэнергетических установок и вырабатывать большее количество электроэнергии [1]. Размещение ветроэнергетических установок (ВЭУ) на достаточном удалении от берега решает существующие проблемы материковой ветрогенерации, к числу которых относятся шумовое воздействие, визуальное изменение ландшафта, а также эффект мерцания.

Несмотря на очевидные достоинства морской ветроэнергетики, наиболее критичным фактором, сдерживающим ее развитие, является себестоимость генерируемой электроэнергии, значительно превышающая аналогичный показатель для ветроэлектростанций (ВЭС) наземного типа [2]. Высокая себестоимость электроэнергии морских ветроэлектростанций (МВЭС) обусловлена большими капиталовложениями в строительство, существенными затратами на транспортировку и монтаж ВЭУ, а также прокладку подводных электрических коммуникаций и техническое обслуживание [3].

Несмотря на это, согласно данным *Global Offshore Wind Energy Council* установленная мощность действующих морских ВЭС в мире на конец 2020 года достигла 35,5 ГВт (на 17% превысив аналогичный показатель 2009 г.) и демонстрирует экспоненциальный рост [4]. Технический потенциал морского ветрового энергоресурса на территории России оценивается в размере 34,26 ПВт·ч/год [5] (более чем в 4 раза выше аналогичного показателя для Великобритании), что фактически актуализирует задачу проведения предварительных исследований в данной сфере возобновляемой энергетики.

Перспективным направлением развития морской ветроэнергетики в России может быть строительство МВЭС в шельфовых зонах Арктики с целью электроснабжения гидрометеостанций, рыболовецких и оленеводческих хозяйств, прибрежных погранзастав, объектов Северного флота, а также объектов нефтегазовой отрасли [3,6].

С целью достижения высокой эффективности и обеспечения экономической целесообразности строительства МВЭС, необходимо решение ряда оптимизационных задач, к числу которых относятся:

- поиск наилучшей схемы расположения ветроустановок на предполагаемом участке строительства МВЭС с целью снижения потерь мощности, вызываемых влиянием аэродинамического эффекта;

- синтез топологии кабельной системы сбора мощности и поиск оптимальных путей прокладки подводных кабельных линий электропередач, удовлетворяющих требованиям надежности и экономичности электрической системы;

- определение оптимальных параметров электрической системы и оборудования (конструктивных параметров ВЭУ, напряжения, род тока, сечений кабелей, трансформаторов, устройств компенсации реактивной мощности, коммутационного оборудования и аппаратов защиты).

Ключевой проблемой создания адекватной модели оценки технико-экономических показателей оффшорных ветроэлектростанций является то, что современные МВЭС могут значительно различаться друг от друга по структуре построения и составу основного электрооборудования: количеству, типу и мощности ВЭУ, топологии системы сбора мощности (радиальная, разветвленная и кольцевая), системам электропередачи в электрическую сеть (переменный ток среднего или высокого напряжения, постоянный ток), числу и типу морских трансформаторных подстанций (МТП).

В силу множества ограничений, дискретности переменных, задействованных в решении, и негладкой целевой функции, рассматриваемая оптимизационная проблема относится к классу NP-трудных математических задач [7]. Поиск субоптимального решения для задач подобного класса выполняется с помощью метаэвристических алгоритмов, основанных на принципе псевдослучайного поиска и оценки множества возможных решений и выбора, наиболее пригодных на каждой итерации. Вероятность сходимости к глобальному минимуму целевой функции и эффективность конечного результата оптимизации зависят от размера множества случайных решений, что вызывает необходимость разработки универсальной модели, обеспечивающей расчет целевой функции за адекватное время.

В качестве целевых функций используются типовые показатели, определяющие экономическую эффективность МВЭС, которые базируются на расчете среднегодовой выработки электроэнергии (*Annual Energy Production – AEP*), капитальных затратах (*Capital expenditures – CAPEX*) и эксплуатационных расходах (*Operational expenditures – OPEX*). Максимизация показателя *AEP*, который является одним из распространенных критериев оптимизации [8], не позволяет найти решение, обеспечивающее оптимальное соотношение между производительностью МВЭС и экономическими затратами. Использование в качестве целевой функции показателя нормированной себестоимости электроэнергии (*Levelized Cost of Electricity – LCOE*) при выполнении оптимизации дает возможность найти компромиссное решение, обеспечивающее оптимальный баланс между экономическими затратами в течение жизненного цикла и производительностью проектируемой ветроэлектростанции.

Важным параметром при анализе технико-экономических показателей МВЭС является глубина воды, поскольку для установки морских ВЭУ требуются специальные опорные конструкции, стоимость и затраты на монтаж которых существенно выше стоимости фундаментов ВЭУ наземного исполнения. В зависимости от глубины моря фундаменты ВЭУ имеют различный тип конструкции и подразделяются на: устанавливаемые (фиксируемые) на морском дне, к числу которых относятся гравитационные (предназначенные для размещения на мелководных участках глубиной менее 20 м), моносваи (на участках средней глубины от 5 до 40 м с песчаным дном), каркасы или треноги (на участках до 50 м с твердым грунтом), а также плавучие платформы, которые крепятся к морскому дну посредством растяжек и предназначены для использования на глубоководных участках [10,11,12].

Следовательно, полная модель оценки технико-экономических показателей должна включать не только модель прогнозирования ветровых ресурсов, необходимых для расчета производительности МВЭС с учетом аэродинамического следа, но и модуль батиметрического анализа для оценки экономического потенциала данного морского участка.

Таким образом, целью данного исследования является разработка универсальной и эффективной модели расчета технико-экономических показателей, позволяющей за адекватное время произвести оценку конфигурации МВЭС с учетом всех влияющих на ее производительность и стоимость факторов.

Объект и методы исследования

Оффшорная ВЭС представляет собой совокупность двух и более ветроэнергетических установок, объединенных между собой в группы с целью производства электроэнергии и последующей её передачи в единую сеть или питания

обособленной группы потребителей.

Типовая конфигурация МВЭС состоит из следующих компонентов и систем [8, 9]:

- комплекса ветроустановок, сгруппированных между собой и размещенных на ограниченном участке акватории;
- системы сбора мощности, состоящей из групп силовых кабелей, обеспечивающих передачу электроэнергии на напряжении, вырабатываемой ВЭУ к приемному пункту – сборным шинам морской трансформаторной подстанции, либо непосредственно к береговому пункту приема и распределения электроэнергии (береговой ТП);
- морской трансформаторной подстанции (МТП), расположенной в непосредственной близости к комплексу ветроустановок и предназначенной для повышения уровня напряжения для последующей передачи электроэнергии от МВЭС до удаленной береговой подстанции;
- системы передачи электроэнергии, состоящей из силовых кабелей передающих вырабатываемую всем комплексом ветроустановок электроэнергию к береговой трансформаторной подстанции, обеспечивающей интеграцию МВЭС в электрическую сеть энергосистемы.

В зависимости от установленной мощности МВЭС и ее удалении от береговой линии используют различные типы систем электропередачи. При небольшой установленной мощности (до 200 МВт) и размещении МВЭС на расстоянии до 20 км от берега целесообразным является применение системы электропередачи переменного тока среднего напряжения (MVAC – 10-35 кВ). Наиболее распространенным решением для большинства действующих МВЭС с установленной мощностью 200-800 МВт при удалении от берега от 20 до 60 км являются системы электропередачи высокого напряжения переменного тока (HVAC – 110-220 кВ). В этом случае предусматривается установка МТП, назначением которой является повышение напряжения внутренней системы сбора мощности до напряжения, достаточного для передачи электроэнергии к береговой ТП с минимальными потерями энергии. При удалении МВЭС от берега более чем на 60 км экономически целесообразным вариантом может быть применение высоковольтной кабельной линии электропередачи постоянного тока (HVDC). Преимуществом HVDC является то, что подобная система не требует компенсации реактивной мощности, имеет более низкие электрические потери, но ввиду необходимости использования преобразователей и фильтров на обоих концах линии электропередачи, капитальные затраты на реализацию такого варианта существенно возрастают [13].

Состав оборудования и основные конфигурации МВЭС схематично показаны на рисунке 1.

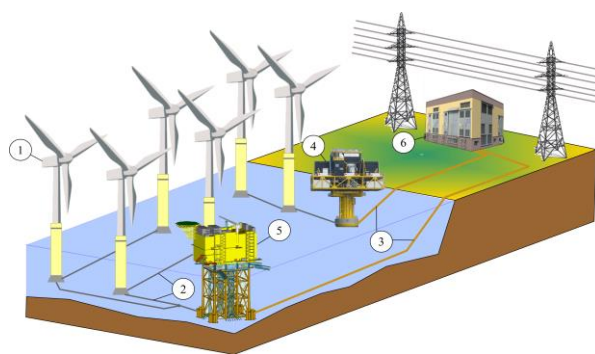


Рис. 1. Основные компоненты морской ветроэлектростанции:

1 – ветроэнергетические установки; 2 – кабели системы сбора мощности; 3 – кабельные линии электропередачи; 4 – морская трансформаторная подстанция; 5 – морская преобразовательная подстанция; 6 – береговая подстанция

Fig. 1. Main components of offshore wind farms:

1 – wind turbines; 2 – power collection system cables; 3 – transmission cables; 4 – offshore substation; 5 – offshore converter station; 6 – onshore substation

Разработанная модель оценки технико-экономических показателей включает выражения для расчета затрат на все основные компоненты МВЭС: ветровые турбины, опорные конструкции, кабели и электрические подстанции. В качестве исходных

данных для расчета технико-экономических показателей используются значения глобальных переменных: диаметр ротора ВЭУ и ее паспортная мощность, площадь участка размещения МВЭС, количество ветротурбин, глубина воды и средняя скорость ветра по параметрам Вейбулла для рассматриваемой акватории, данные технической спецификации используемого электрооборудования.

Для удобства практического применения модель реализована в виде отдельного модуля в программном комплексе *MatLab*.

Методика расчета технико-экономических показателей

Для расчета АЕР необходимой задачей является моделирование аэродинамического эффекта и оценка его влияния на производительность ВЭУ и величину потерь энергии в электрической схеме МВЭС, большую часть из которых составляют потери в кабельных линиях сбора мощности и передачи электроэнергии.

Для оценки аэродинамических потерь, требуется моделирование аэродинамического следа, создаваемого каждой ветроустановкой, и оценка совокупного влияния на все остальные турбины, входящие в состав МВЭС. В данной работе для расчета производительности ВЭС, оценки взаимовлияния ветроустановок и сопутствующих потерь мощности используется метод, реализованный на основе линейной модели аэродинамического следа *Jensen/Katic* [14]. Схематичное представление моделирования аэродинамического следа между двумя ВЭУ и случай частичного затенения ветроколеса изображены на рис. 2.

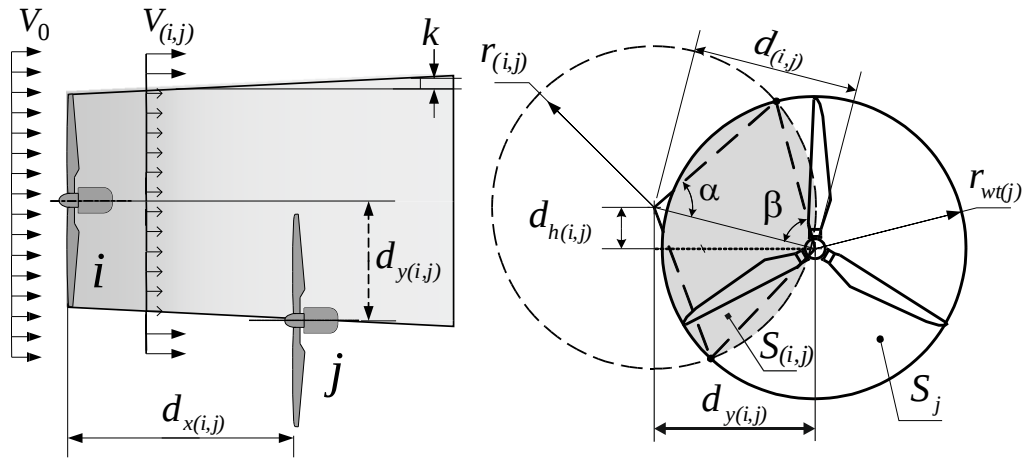


Рис. 2. Модель аэродинамического следа и частичное затенение ветроколеса

Fig. 2. Wake model and partial shading of wind turbine rotor

Расчетная скорость воздушного потока, набегающего на ротор каждой турбины в массиве, определяется из следующего выражения [15]:

$$V_i = V_0 \left[1 - \left(1 - \sqrt{1 - C_t(V_0)} \right) \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{wt}} \frac{(S_{(i,j)} / S_j)^2}{1 + k \cdot \left(\frac{d_{x(i,j)}}{r_{wt(j)}} \right)^4}} \right],$$

где V_0 – скорость свободного воздушного потока, м/с; C_t – коэффициент осевой тяги; $S_{(i,j)}$ – площадь участка ротора, попадающая в область аэродинамического следа, м²; S_j – площадь ометаемой поверхности ротора, м²; N_{wt} – количество ВЭУ.

Для расчета аэродинамического эффекта при разных направлениях ветра с учетом ориентации ВЭУ на ветер массив координат расположения ВЭУ (x, y) необходимо трансформировать путем поворота на противоположный угол:

$$x' = x \cdot \cos \theta_d - y \cdot \sin \theta_d$$

$$y' = x \cdot \sin \theta_d + y \cdot \cos \theta_d$$

где x', y' – координаты точек мест расположения ВЭУ, трансформированные с учетом направления ветра; x, y – координаты точек расположения ВЭУ при направлении ветра

($\theta_d=0$)); θ_d – угол поворота осей координат, противоположный расчетному направлению скорости ветра, рад.

Подробнее методика расчета аэродинамических потерь описана в работах [15, 16].

Расчетная величина среднегодового объема генерируемой электроэнергии комплексом ветроустановок с учетом аэродинамических потерь при заданном статистическом распределении скорости ветра по направлениям вычисляется по следующей формуле:

$$W_{wt} = \sum_{i=1}^{N_{wt}} \sum_{d=1}^{N_{wd}} \sum_{s=1}^{N_{ws}} P_{wt(i)} [V_i(x', y', v_s^h)] \cdot f(v_s^h, \theta_d) \cdot T$$

где W_{wt} – среднегодовой объем выработки электроэнергии ветроустановками МВЭС с учетом потерь мощности, вызываемых фактором аэродинамического затенения, Вт·ч; $P_{wt(i)}$ – выходная мощность генерируемая i -ой ВЭУ в ветропарке, Вт; $V_i(x', y', v_s^h)$ – скорость ветра на высоте оси ветроколеса турбины рассчитанная с учетом потерь, вызываемых аэродинамическим эффектом при заданном направлении ветра, м/с; v_s^h – средняя скорость ветра на уровне центра оси ротора, м/с; f – функция плотности распределения вероятностей по градациям скорости v_s^h направления θ_d ветра на высоте оси ветроколеса (h); N_{ws} – число градаций скорости ветра; N_{wd} – число секторов гистограммы направления ветра; N_{wt} – количество ВЭУ в ветропарке; T – расчетное число часов.

Потери мощности в кабельной системе сбора и кабелях передачи мощности до береговой подстанции рассчитываются исходя из величины потока мощности на каждом участке электрической сети ВЭС. Расчет потоков мощности на участках сети выполняется приближенно путем суммирования мощностей в генерирующих узлах сети, величина которых определяется по средней мощности каждой ветроустановки, вырабатываемой за расчетный период.

Потери мощности в кабельных линиях рассчитываются по формуле:

$$\Delta P_{MV/HV} = 3 \sum I_{ij}^2 \cdot R_{AC(i,j)} l_{ij}$$

где $\Delta P_{MV/HV}$ – потери мощности в кабелях среднего/высокого напряжения, Вт; I_{ij} – расчетный ток на участке кабельной линии, соединяющей турбины (i,j), А; $R_{AC(i,j)}$ – удельное сопротивление жилы кабеля переменному току на участке сети (i,j), Ом/км; l_{ij} – протяженность участка кабельной линии, км.

С учетом потерь мощности в кабельной системе сбора мощности (среднего напряжения) и линиях электропередач до береговой трансформаторной подстанции величина среднегодовой выработки электроэнергии рассчитывается следующим образом:

$$AEP_{net} = W_{wt} - (\Delta P_{MV} + \Delta P_{HV}) \cdot T$$

где W_{wt} – суммарное количество электроэнергии, вырабатываемой ветроустановками с учетом влияния аэродинамического эффекта, кВт·ч; ΔP_{MV} , ΔP_{HV} – средние потери мощности в кабелях среднего напряжения (система сбора мощности) и кабельной линии электропередачи от морской подстанции к береговой подстанции, кВт, T – среднегодовое число часов работы МВЭС.

Оценка капитальных затрат

Расчет стоимости МВЭС выполняется на основе моделей затрат, построенных на основе аппроксимированных данных стоимости компонентов. Общий объем капитальных вложений на строительство МВЭС включает в себя стоимость ветроустановок, основного и вспомогательного оборудования морской трансформаторной подстанции (МТП), затрат на кабели сбора и передачи мощности с учетом стоимости монтажа и транспортировки, а также коммутационное оборудование и распределительные устройства.

Сумма капитальных затрат на проектирование и строительство МВЭС рассчитывается следующим образом [17]:

$$CAPEX = (C_{wt} + C_{cs} + C_{is} + C_{ts} + C_{rpr} + C_{se}) + C_D,$$

где C_{wt} – капитальные затраты на ветроустановки, тыс. евро; C_{cs} – капитальные затраты на систему сбора мощности, тыс. евро; C_{is} – стоимость системы преобразования электроэнергии и интеграции с энергетической системой (сетью), тыс. евро; C_{ts} – стоимость системы передачи мощности, тыс. евро; C_{rpr} – капитальные затраты на оборудование компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения, тыс. евро; C_{se} – затраты на систему диспетчерского контроля и управления, тыс. евро; C_D – затраты на разработку проекта, тыс. евро.

Затраты на проектирование, проектно-изыскательные работы и подготовку документации могут быть оценены по следующей формуле:

$$C_D = N_{wt} \cdot P_{wt} \cdot c_{pd},$$

где P_{wt} – номинальная единичная мощность ВЭУ, МВт; N_{wt} – количество ВЭУ в ветропарке; c_{pd} – доля затрат на проектирование и разработку проектной документации (принимается равной $c_{pd} \sim 46,8$ [17]), тыс. евро/МВт.

Расчет затрат на ветроэнергетические установки (wind turbines)

Затраты на ветроустановки и опорные конструкции с учетом транспортировки и монтажа, рассчитываются по следующей формуле:

$$C_{wt} = k_{wt} \cdot N_{wt} \cdot c_{wt} + k_f \cdot N_{wt} \cdot c_f$$

где C_{wt} – суммарные затраты на ВЭУ, тыс. евро; c_{wt} – стоимость единичной ВЭУ, тыс. евро.; c_f – стоимость опорной конструкции ВЭУ, тыс. евро; k_{wt} – коэффициент учитывающий долю затрат на транспортировку и сборку ВЭУ ($k_{wt} \approx 0,1$); k_f – коэффициент, учитывающий долю затрат на транспортировку и установку опорных конструкций турбин ($k_f \approx 0,5c_f$).

Оценочная стоимость ВЭУ с номинальной мощностью в диапазоне от 2 до 5 МВт может быть рассчитана по следующей формуле [18]:

$$c_{wt} = 3,245 \cdot 10^3 \cdot \ln(P_{wt}) - 412,72$$

Стоимость фундамента ВЭУ зависит от его типа исполнения и глубины в месте установки. В работе [18] проведено сравнение нескольких расчетных формул стоимости фундаментов типа «моносвая» и определена формула, позволяющая рассчитать затраты с меньшей погрешностью, которая имеет следующий вид:

$$c_f = 480 P_{wt} (1 + 0,02(h_d - 8)) \cdot \left(1 + 0,8 \cdot 10^{-6} \left(h_{wt} \left(\frac{D}{2} \right)^2 - 10^5 \right) \right),$$

где c_f – стоимость фундамента, тыс. евро/ВЭУ; h_d – глубина в месте установки фундамента, м; h_{wt} – уровень центра оси ротора ВЭУ, м; D – диаметр ветроколеса ВЭУ, м.

Такая модель позволяет выполнить расчет стоимости опорной конструкции с учетом фактора механических нагрузок на фундамент турбины создаваемых ветровым потоком, а также глубины в месте установки турбины.

Расчет затрат на компоненты системы сбора мощности (collection system)

Суммарная стоимость кабелей системы сбора мощности с учетом затрат на транспортировку и монтажные работы рассчитывается по следующей формуле:

$$C_{cs} = \sum_{A \in (i,j,k)} \left[(c_{cl}^k + c_{i,cl}) \cdot l_{(i,j)} \right],$$

где C_{cs} – суммарные затраты на кабели, их транспортировку и монтаж, тыс. евро; c_{cl}^k – удельная стоимость кабеля сечения k , тыс. евро/км; $c_{i,cl}$ – стоимость транспортировки и укладки кабеля ($c_{i,cl} \approx 365$ – для кабелей среднего напряжения и $c_{i,cl} \approx 720$ – для высоковольтных кабелей) [17], тыс. евро/км.; $l_{(i,j)}$ – длина участка КЛ, км.

Удельная стоимость кабелей может быть рассчитана с использованием модели, учитывающей зависимость стоимости от допустимого длительного тока:

$$c_{cl(AC)} = A + B \exp(C \cdot I_{rat} \cdot 10^{-5}),$$

$$c_{cl(DC)} = A + B \cdot I_{rat},$$

где $c_{cl(AC)}$ – удельная стоимость кабелей переменного тока, тыс. евро/км; $c_{cl(DC)}$ – удельная стоимость кабелей постоянного тока, тыс. евро/км; A, B, C – коэффициенты модели регрессии, зависящие от номинального напряжения и типа кабеля [17,19]; I_{rat} – допустимый длительный ток кабеля соответствующего сечения, А.

Расчет затрат на систему интеграции МВЭС (integration system)

При наличии одной или нескольких платформ морских трансформаторных подстанций, капитальные затраты оцениваются следующим образом:

$$C_{is} = n_{TR} \cdot c_{TR} + (n_{cl} + n_{TR}) c_{SG,MV} + n_{HV} (2c_{SG,HV} + c_{bb}) + (c_{dg} + c_{oss.f}),$$

где C_{is} – суммарные затраты на оборудование системы интеграции, тыс. евро; c_{TR} – стоимость силовых трансформаторов, тыс. евро; n_{TR} – количество трансформаторов; n_{cl} – число кабельных линий, подведенных к сборным шинам среднего напряжения; $c_{SG,MV}$ – стоимость коммутационного оборудования среднего напряжения, тыс. евро; n_{HV} – число высоковольтных кабельных линий передачи мощности до береговой распределительной подстанции; $c_{SG,HV}$ – стоимость высоковольтного коммутационного оборудования, тыс. евро; c_{bb} – стоимость сборных шин, тыс. евро; c_{dg} – стоимость резервного дизельного генератора, тыс. евро; $c_{oss.f}$ – стоимость платформы МТП, тыс. евро.

Если конфигурация системы электропередачи не предполагает промежуточной трансформации напряжения (тип MVAC), тогда количество кабелей высокого напряжения принимается $n_{HV} = 0$ и затраты на дизель-генератор и платформу МТП не учитываются.

Основную долю затрат на электрооборудование подстанции составляет стоимость силового трансформатора, предназначенного для повышения уровня напряжения с целью снижения потерь мощности при передаче электроэнергии до берегового распределительного пункта. Для силовых трансформаторов с номинальным напряжением обмотки высокого напряжения до 165 кВ используются следующие выражения для расчета стоимости:

- номинальная мощность $S_{TR} < 150$ МВА

$$C_{TR} = -153,05 + 131,1 \cdot S_{TR}^{0,4473},$$

- номинальная мощность $S_{TR} < 800$ МВА

$$C_{TR} = 42,688 \cdot S_{TR}^{0,7513}$$

где C_{TR} – стоимость силового трансформатора морской подстанции, тыс. евро; S_{TR} – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Количество распределительных устройств среднего напряжения на подстанции зависит от принятой схемы сбора мощности. Стоимость распределительного устройства среднего напряжения можно оценить по следующему выражению:

$$C_{SG.MV} = 40,543 + 0,76 \cdot V_{MV},$$

где $C_{SG.MV}$ – стоимость распределительных устройств среднего напряжения, тыс. евро; V_{MV} – номинальное напряжение внутренней системы сбора мощности МВЭС, кВ.

Затраты на дополнительные устройства защиты, устанавливаемые на ВЭУ при выполнении ответвления кабельных линий, определяются по уравнению [19]:

$$C_{SG.MV(WT)} = 12,71 + 0,364 \cdot V_{MV},$$

Для обеспечения бесперебойной работы дополнительного оборудования МТП, предназначенного для кондиционирования воздуха, функционирования систем обеспечения безопасности и др., необходимым является резервный источник электроэнергии. Для этого используются дизельные генераторы (ДГ), мощность которых определяется исходя из среднего потребления мощности вспомогательных устройств ВЭУ, что приблизительно составляет 15-20 кВт на 1 МВт установленной мощности МВЭС.

Стоимость ДГ мощностью до 2 МВт может быть определена из следующего выражения:

$$C_{dg} = 21,242 + 2,069 \cdot n_{wt} \cdot P_{wt},$$

где C_{dg} – стоимость ДГ, тыс. евро.

Стоимость морской платформы подстанции зависит от электрической инфраструктуры и ее конфигурации (наличие и количество бытовых помещений для обслуживающего персонала, вертолетной площадки и топливных баков) и может быть выражена следующим уравнением:

$$C_{oss.f.} = 2534 + 88,7 \cdot n_{wt} \cdot P_{wt},$$

где $C_{oss.f.}$ – стоимость платформы морской трансформаторной подстанции, тыс. евро.

Затраты на систему электропередачи (transmission system)

Общая стоимость системы электропередачи с учетом стоимости подводного участка кабельной линии, участка прокладки линии электропередачи по суше до береговой подстанции энергосистемы и затрат на высоковольтное коммутационное оборудование, вычисляется по следующей формуле:

$$C_{ts} = n_{HV} (C_{m.HV} + C_{i.HV}) d_{wf} + n_{HV} C_{uc.HV} (1 - a_{ol}) d_{ps} + \\ + n_{ol.HV} \cdot a_{ol} \cdot C_{ol.HV} d_{ps} + n_{HV} \cdot C_{SG.HV},$$

где n_{HV} – число высоковольтных линий; $C_{m.HV}$ – удельная стоимость кабеля передачи мощности, тыс. евро/км; $C_{i.HV}$ – стоимость прокладки подводного кабеля высокого напряжения, тыс. евро/км; d_{wf} – среднее расстояние до берега (если используется система MVAC, тогда $d_{wf} = 0$), км; d_{ps} – протяженность наземного участка линии электропередачи до подстанции энергосистемы, км; a_{ol} – доля наземного участка линии передачи мощности выполненная воздушной линией (ВЛ), о.е.; $C_{uc.HV}$ – удельная стоимость кабеля подземной прокладки, тыс. евро/км; $C_{ol.HV}$ – удельная стоимость провода ВЛ, тыс. евро/км; $n_{ol.HV}$ – количество цепей ВЛ; $C_{SG.HV}$ – стоимость оборудования высоковольтного распределительного устройства, тыс. евро.

Затраты на устройства компенсации реактивной мощности

Для снижения потерь мощности и регулирования напряжения на приемном конце передающего силового кабеля для систем электропередачи типа HVAC, необходимо

использование устройств компенсации реактивной мощности (КРМ). Стоимость устройств КРМ может быть оценена по следующей формуле:

$$C_{trf} = n_R \cdot c_R + n_C \cdot c_C + n_{SVC} \cdot c_{SVC},$$

где c_R – стоимость шунтирующих реакторов ($c_R \approx 2/3 \cdot c_{TR}$ силового трансформатора сопоставимой мощности), тыс.евро; c_C – стоимость конденсаторных батарей ($c_C \approx 19$ тыс.евро/МВАр); c_{SVC} – стоимость статических компенсаторов РМ ($c_{SVC} \approx 77$ тыс. евро/МВАр).

Затраты на систему диспетчерского управления и сбора информации

Стоимость оборудования систем мониторинга и общего контроля за состоянием ВЭС существенно зависит от реализованных в системе управляющих воздействий, и приближенно может быть рассчитана по уравнению:

$$C_{se} = N_{wt} \cdot c_{se},$$

где C_{se} – общая стоимость системы SCADA / EMS ($c_{se} \approx 75$), тыс. евро.

Модель оценки технико-экономических показателей

На основе описанной методики реализована модель расчета технико-экономических показателей МВЭС заданной конфигурации с учетом состава и характеристик основного оборудования, климатических условий и рельефа местности. Блок-схема, демонстрирующая последовательность выполнения этапов моделирования, приведена на рисунке 3.

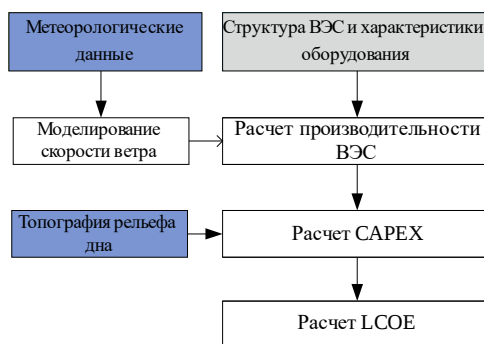


Рис. 3. Блок-схема алгоритма оценки технико-экономических показателей конфигурации МВЭС

Fig. 3. Flowchart of OWF techno-economic indicators assessment algorithm

На первом этапе выполняется расчет среднегодовой генерации электроэнергии с учетом аэродинамического взаимовлияния ветроустановок и потерь мощности, вызванных данным фактором, а также потерь мощности в электрической сети сбора и передачи мощности. Для моделирования ветрового режима используется стохастическая модель скорости ветра, описание которой дано в работе [20].

На втором этапе выполняется оценка капитальных затрат на оборудование МВЭС на основе входных данных о ее конфигурации и параметрах оборудования. Оценка глубины дна в месте установки ВЭУ, необходимая для расчета стоимости опорной конструкции, выполняется с использованием модели рельефа морского дна, реализованной на основе базы данных батиметрической и топографической информации GEBCO-2020 [21].

На заключительном этапе выполняется расчет целевого показателя, в качестве которого в данной модели используется показатель нормированной себестоимости электроэнергии, вычисляемый следующим образом:

$$LCOE = \frac{1}{AEP} \left(\frac{CAPEX}{(1 - (1 - r)^{-t})/r} + OPEX \right),$$

где $CAPEX$ – первоначальные капитальные вложения в год t , у.е; $OPEX$ – эксплуатационные издержки, у.е; AEP – объем генерации электроэнергии за год t ; r – норма дисконта; n – расчетный срок службы ВЭС, лет.

Верификация модели оценки технико-экономических показателей

В качестве тестового примера для проверки модели в данной работе рассматриваются конфигурации двух существующих МВЭС «Horns Rev 1» и «Horns Rev 2», расположенных в акватории Северного моря у побережья Дании (рис. 4).

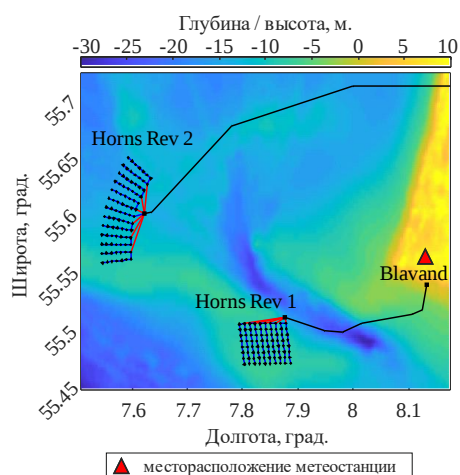


Рис. 4. Рельеф морского дна на участке размещения МВЭС и месторасположение метеостанции

Fig. 4. Bathymetric chart at wind farms location site and the location of the meteorological station

В таблице 1 приведена подробная информация о месторасположении ветроэлектростанций, составе и характеристиках компонентов, а также фактические технико-экономические показатели.

Таблица 1

Характеристики ветроэлектростанций [22, 23, 24, 25]

Наименование ВЭС	Horns Rev 1 (2002)	Horns Rev 2 (2010)
Долгота, град.	55,486	55,600
Широта, град.	7,841	7,585
Средняя глубина, м	-8,02	-12,09
Расстояние до берега, км	19,14	41,74
Площадь участка, км ²	20,67	31,73
Ветроустановки		
Установленная мощность, МВт	160	209,3
Число ВЭУ, шт.	80	91
Модель ВЭУ	Vestas V80	Siemens SWT-2.3-93
Номинальная мощность, МВт	2	2,3
Высота ВЭУ, м	70	68
Диаметр ротора, м	80	93
Тип фундамента	моносвая	моносвая
Система сбора мощности		
Протяженность КЛ, км	54,1	61,7
Номинальное напряжение, кВ	33	33
Сечения кабелей, мм ²	150, 400	150, 400
Система электропередачи		
Тип электропередачи	HVAC	HVAC
Протяженность КЛ, км	20,4	41,2
Номинальное напряжение, кВ	150	150
Сечение кабеля, мм ²	630	300
Количество КЛ	1	2
Технико-экономические показатели [25, 26, 27]		
Оценочная (проектная) выработка электроэнергии, ГВтч/год	600	900
Среднегодовая (реальная) выработка электроэнергии, ГВтч/год	549,8	821,3
Капитальные вложения (CAPEX), млн.евро	270	470
КИУМ, %	41,2	48,0
LCOE, евро/МВт	60,93	69,67

Схемы компоновки ВЭУ и кабельных соединений МВЭС [28], а также расчетная характеристика потерь мощности турбинами МВЭС по направлениям ветра при средней скорости на высоте оси ветроколеса ($v_h = 8$ м/с), показаны на рисунке 5.

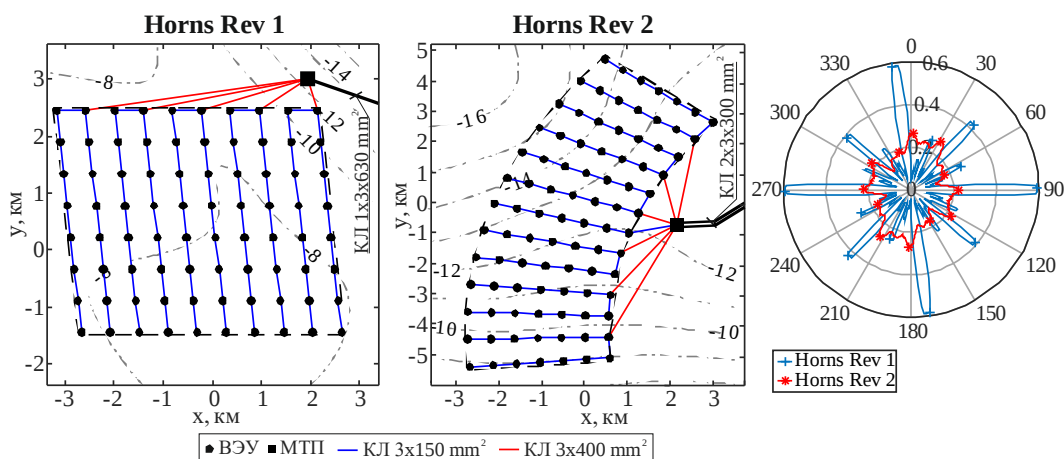


Рис. 5. Схемы компоновки ВЭУ и кабельной системы МВЭС

Fig. 5. Wind turbine and collection system layout of wind farms

В качестве входных данных для моделирования ветрового режима использовался временной ряд наблюдений скорости и направления ветра, зарегистрированных на ближайшей метеорологической станции (*Blavand*) за период (2014-2019 г) [29]. Данные скорости ветра разделены на группы из 16 секторов по направлениям, на каждом из которых данные аппроксимированы двухпараметрическим распределением Вейбулла. Распределение скорости ветра на высоте осей ветроустановок ($h_{wt} = 70$ м) вычисляется из исходного распределения Вейбулла, аппроксимирующего эмпирическое распределение скорости ветра на высоте анемометра ($h = 10$ м), путем пересчета параметров распределения согласно методике [30]. Распределение скорости ветра и роза направлений изображены на рисунке 6.

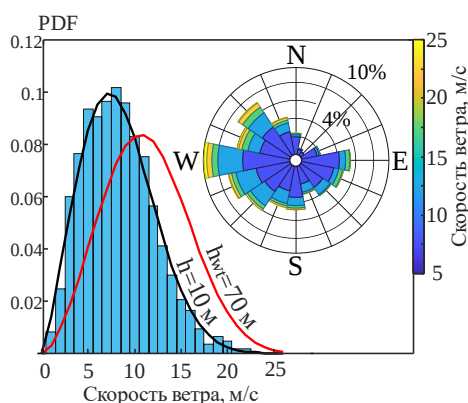


Рис. 6. Роза ветров и распределение скорости ветра в преобладающем направлении на уровне анемометра станции и уровне осей ветроустановок, аппроксимированное распределением Вейбулла

Fig.6. Wind rose and distribution of wind speed in the prevailing direction at the level of the station anemometer and the level of the axes of wind turbines, approximated by the Weibull distribution

Для проверки адекватности модели при оценке производительности ВЭС, выполнено сравнение профиля относительных потерь мощности в преобладающем направлении ветра ($\theta_d = 270^\circ$) с результатами оценки, проведенной посредством нескольких различных методов и данными зарегистрированными системой мониторинга ветроэлектростанции «Horns Rev 1» (рис. 7-а) [31]. Оценка быстродействия модели выполнена на основе анализа зависимости длительности расчета от количества ветроустановок и числа градаций скорости ветра по направлениям (рис. 7-б).

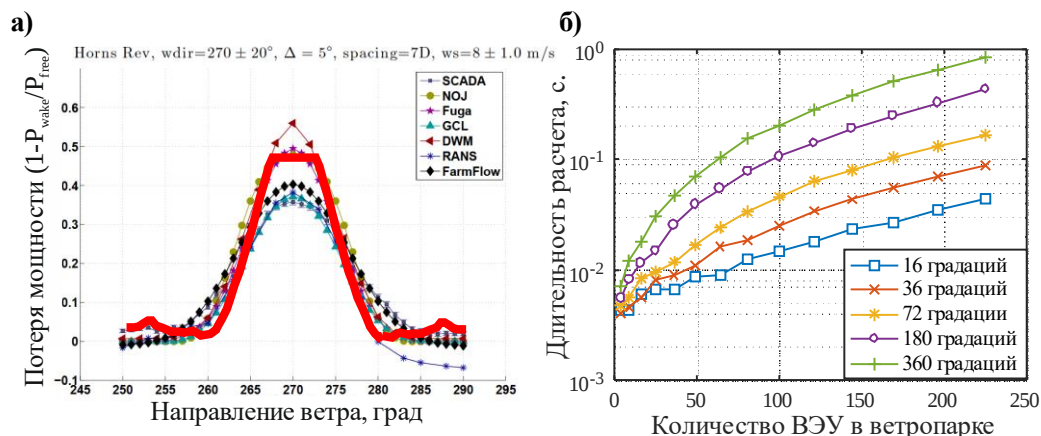


Рис. 7. Сопоставление результатов оценки относительной потери мощности в ветропарке «Horns Rev 1» и зависимость времени расчета от размера ветропарка при различной степени дискретизации повторяемости скорости ветра по направлениям

Fig. 7. Comparison of the results of assessing the relative power loss in the "Horns Rev 1" wind farm and dependence of the calculation time on the size of the wind farm at different degrees of discretization of the wind speed in directions

Визуальная оценка полученного профиля вырабатываемой мощности (рис. 7-а), показывает приемлемое соответствие с фактической характеристикой (SCADA), что позволяет убедиться в адекватности построенной расчетной модели. Результаты оценки быстродействия (рис. 7-б) демонстрируют достаточно высокую скорость вычислений, в предельном случае (для 225 ВЭУ при расчете по 360 градациям направления ветра) не превышающим 1 секунды, и в среднем для 72 градаций – 0,03 секунды, что является достаточным для использования модели в задачах оптимизации МВЭС, предполагающий перебор множества возможных вариантов решения.

По результатам моделирования и оценки среднегодовой выработки электроэнергии и капитальных затрат выполнен расчет и сравнение оценок показателей: коэффициента использования установленной мощности (КИУМ), CAPEX и LCOE с фактическими значениями. При расчете LCOE величина нормы дисконтирования принята $r=0,1$, расчетный срок эксплуатации $t = 20$ лет и эксплуатационные издержки приняты в размере $OPEX \sim 0,2CAPEX$ [18]. Полученные результаты и оценки погрешности расчета сведены в таблица 2.

Таблица 2

Результаты расчета

Наименование ВЭС	Horns Rev 1	Horns Rev 2
<i>Детализация капитальных затрат</i>		
ВЭУ и фундаменты, тыс.евро	202,44	316,70
Система интеграции, тыс.евро	22,14	31,83
Система сбора мощности, тыс.евро	34,21	39,04
Система электропередачи, тыс.евро	22,986	93,804
Прочее (SCADA, проектирование), тыс.евро	1,48	7,4529
<i>Расчетные технико-экономические показатели</i>		
AEP_{gross} , ГВтч/год	594,3 (-1%)	908,7 (+1%)
AEP_{net} , ГВтч/год	554,4 (+0,8%)	845,7 (+3%)
CAPEX, млн.евро.	283,2 (+4,7%)	488,82 (+3,85%)
КИУМ, %	39,55(-4,2%)	46,13 (-4%)
LCOE, евро/МВт	60,1 (-1,4%)	68,8 (-1,3%)

Примечание: AEP_{gross} – объем валового производства электроэнергии ВЭС за год (без учета потерь мощности), AEP_{net} – оценка чистой среднегодовой выработка электроэнергии ветроустановками ВЭС.

Проведенная верификация показала, что предложенная модель обеспечивает адекватную оценку технико-экономических показателей МВЭС: результаты сравнения оцененных среднегодовых значений выработки электроэнергии, капитальных затрат и нормированной себестоимости электроэнергии показывают незначительные отклонения от фактических значений, находящиеся в пределах 5%.

Заключение

Разработана и протестирована модель оценки технико-экономических показателей

МВЭС на основе данных о структуре, используемом оборудовании, а также факторов климатических условий и рельефа местности. Проведена оценка адекватности модели, выполненная на основе сравнения расчетных показателей эффективности МВЭС с фактическими технико-экономическими показателями нескольких существующих ветроэлектростанций, полученных в процессе их эксплуатации. Проведенная оценка скорости расчета демонстрирует достаточный уровень быстродействия, что обеспечивает возможность применения модели в задачах многофакторной оптимизации морских оффшорных ветроэлектростанций.

Литература

1. Breeze P. Wind Power Generation. Academic Press, 2015. 104 p.
2. Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources / U.S. Energy Information Administration's Annual Energy Outlook 2021. Доступно по: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf. Ссылка активна на 8 января 2022.
3. Таровик В.И., Вальдман Н.А., Труб М.С., и др. Развитие морских электростанций использующих возобновляемые источники энергии // Арктика: экология и экономика. 2013. № 2(10). С. 34-47.
4. Global Wind Energy Council. Global offshore wind report 2020. Доступно по: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020>. Ссылка активна на 8 января 2022.
5. Kudelin A., Kutcherov V. Wind ENERGY in Russia: The current state and development trends // Energy Strategy Reviews. 2021. V. 34. 100627.
6. Вальдман Н.А., Труб М.С., Озерова Л.Л. Морские ветровые электростанции // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. 2015. №6(370). С. 209-220.
7. Hou P., Zhu J., Ma K., et al. A review of offshore wind farm layout optimization and electrical system design methods // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2019. V. 7. pp. 975-986.
8. Rodrigues S., Restrepo C., Katsouris G., et al. A Multi-objective optimization framework for offshore wind farm layouts and electric infrastructures // Energies. 2016. V. 9. N3. 216.
9. Lumbreras S., Ramos A. Offshore wind farm electrical design: a review // Wind Energy. 2012. V. 16. N3. pp. 459-473.
10. Таровик В.И., Вальдман Н.А., Труб М.С., и др. Учет рисков при строительстве и эксплуатации ветряной электростанции для Арктики // Арктика: экология и экономика. 2013. № 3(11). С. 84-96.
11. O'Kelly B.C., Arshad M. Offshore wind turbine foundations – analysis and design // Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation / ed. by C. Ng and L. Ran. Duxford: Woodhead Publishing, 2016. pp. 589-610.
12. Li J., Wang G., Li Z., et al. A review on development of offshore wind energy conversion system // International Journal of Energy Research. 2020. V. 44. N12. pp. 9283-9297.
13. Katsouris G. Infield cable topology optimization of offshore wind farms: Master of Science Thesis. Delft, Netherlands: Delft University of Technology; 2015. Доступно по: <http://resolver.tudelft.nl/uuid:9f313e13-4570-48f8-8aff-3eef35bbad99>. Ссылка активна на 8 января 2022.
14. Katic I., Hojstrup J., Jensen N. A simple model for cluster efficiency: EWEC'86: European Wind Energy Association Conference and Exhibition Proceedings. V. 1; 6-8 Oct 1986; Rome, Italy. 1987. pp. 407-410.
15. Feng J., Shen W.Z. Solving the wind farm layout optimization problem using random search algorithm // Renewable Energy. 2015. V. 78. pp. 182-192.
16. Давыдов Д.Ю., Обухов С.Г. Оптимизация расположения ветроустановок с учетом аэродинамического взаимовлияния и протяженности кабельных линий сети сбора мощности // Энергосбережение и водоподготовка. 2020. №3(125). С. 30-34.
17. Dicorato M., Forte G., Pisani M., et al. Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation // Renewable Energy. 2011. V. 36, N8. pp. 2043-2051.
18. Kucuksari S., Erdogan N., Cali U. Impact of electrical topology, capacity factor and line length on economic performance of offshore wind investments // Energies. 2019. V. 12, N16. 3191.
19. Lundberg S. Performance comparison of wind park configurations. Technical report no. 30R. Sweden: Chalmers University of technology; 2003. Доступно по: <https://core.ac.uk/download/pdf/70559221.pdf>. Ссылка активна на 8 января 2022.
20. Давыдов Д.Ю., Обухов С.Г. Модель скорости ветра на основе дробного стохастического процесса // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 5. С. 39-48.

21. General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO): Gridded Bathymetry Data. Доступно по: https://www.gebco.net/data_and_products/gridded_bathymetry_data/. Ссылка активна на 8 января 2022.
22. Mokhi C.E., Addaim A., Cali U. Optimization of Wind Turbine Interconnections in an Offshore Wind Farm Using Metaheuristic Algorithms // Sustainability. 2020. Vol. 12, N14. 5761.
23. Gerdes G., Tiedemann A., Zeelenberg S. Case study: European offshore wind farms - A Survey for the analysis of the experiences and lessons learnt by developers of offshore wind farms. Report by Deutsche WindGuard. Groningen: University of Groningen; 2008. Доступно по: https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/A_Survey_for_the_Analysis_by_Developers_of_Offshore_Wind_Farms.pdf. Ссылка активна на 8 января 2022.
24. Sharples M. Offshore electrical cable burial for wind farms: state of the art, standards and guidance & acceptable burial depths, separation distances and sand wave effect. Bureau of Ocean Energy Management, Regulation & Enforcement - Department of the Interior; 2011. Доступно по: <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/tap-technical-assessment-program/final-report-offshore-electrical-cable-burial-for-wind-farms.pdf>. Ссылка активна на 8 января 2022.
25. Lindoe Offshore Renewables Center knowledge. Offshore Renewables Map - Offshore Wind Farms. Доступно по: <https://web.archive.org/web/20120116162257/http://www.lorc.dk/Knowledge/Offshore-renewables-map/Offshore-wind-farms>. Ссылка активна на 8 января 2022.
26. Energy Numbers: Capacity factors at Danish offshore wind farms. Доступно по: <https://energynumbers.info/capacity-factors-at-danish-offshore-wind-farms>. Ссылка активна на 8 января 2022.
27. 4C Offshore. Global Offshore Wind Farm Database. Доступно по: <https://www.4coffshore.com/windfarms/>. Ссылка активна на 8 января 2022.
28. The Kingfisher Information Service – Offshore Renewable & Cable Awareness project (KIS-ORCA). Доступно по: <https://kis-orca.org/downloads/>. Ссылка активна на 8 января 2022.
29. Расписание погоды RP5. Доступно по: https://rp5.md/Weather_archive_in_Blavand. Ссылка активна на 8 января 2022.
30. Spera D.A., Richards T.R. Modified power law equations for vertical wind profiles. Proceedings of the Conference and Workshop on Wind Energy Characteristics and Wind Energy Siting; 19-21 June 1979; Portland, Oregon (USA). Battelle Memorial Institute, Pacific Northwest Laboratory; 1979. pp. 47-58.
31. Réthoré P.E., Hansen K.S., Barthelmie R.J., et al. Benchmarking of wind farm scale wake models in the EERA - DTOC project. ICOWES 2013: Proceedings of the 2013 International Conference on Aerodynamics of Offshore Wind Energy Systems and Wakes; 17-19 June 2013; Lyngby, Denmark. Technical University of Denmark; 2013. Доступно по: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/69802341/BENCHMARKING_OF_WIND_FARM_SCALE.pdf. Ссылка активна на 8 января 2022.

Авторы публикации

Давыдов Денис Юрьевич – аспирант Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Обухов Сергей Геннадьевич – д-р техн. наук, профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

References

1. Breeze P. *Wind Power Generation*. Academic Press. 2015. 104 p. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-04850-2>.
2. U.S. Energy Information Administration's Annual Energy Outlook 2021. Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources. Available at: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf. Accessed: 10 December, 2021.
3. Tarovik V.I., Val'dman N.A., Trub M.S., et al. Razvitie morskikh elektrostancij ispol'zuyushchih vozobnovlyaemye istochniki energii. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2013; 2(10):34-47.
4. Global Wind Energy Council. Global offshore wind report 2020 Available at: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020>. Accessed: 10 December, 2021.
5. Kudelin A., Kutcherov V. Wind ENERGY in Russia: The current state and development trends. *Energy Strategy Reviews*. 2021; 34:100627. doi: 10.1016/j.esr.2021.100627.
6. Val'dman N.A., Trub M.S., Ozerova L.L. Morskie vetrovye elektrostancii. *Trudy CNII im. akad. A.N. Krylova*. 2015; 86(370):209-220.

7. Hou P., Zhu J., Ma K., et al. A review of offshore wind farm layout optimization and electrical system design methods. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 2019; 7:975-986. doi: 10.1007/s40565-019-0550-5.
8. Rodrigues S., Restrepo C., Katsouris G., et al. A Multi-objective optimization framework for offshore wind farm layouts and electric infrastructures. *Energies*. 2016; 9(3):216. doi: 10.3390/en9030216.
9. Lumberras S., Ramos A. Offshore wind farm electrical design: a review. *Wind Energy*. 2012; 16(3):459-473. doi: 10.1002/we.1498.
10. Tarovik V.I., Val'dman N.A., Trub M.S., et al. Uchet riskov pri stroitel'stve i ekspluatatsii vetryanoy elektrostancii dlya Arktiki. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2013; 3(11):84-96.
11. O'Kelly B.C., Arshad M. Offshore wind turbine foundations – analysis and design. *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation*. Ed. by C. Ng and L. Ran. Duxford: Woodhead Publishing. 2016. pp. 589-610.
12. Li J., Wang G., Li Z., et al. A review on development of offshore wind energy conversion system. *International Journal of Energy Research*. 2020; 44(12):9283-9297. doi: 10.1002/er.5751.
13. Katsouris G. *Infield cable topology optimization of offshore wind farms* [master of science thesis]. Delft, Netherlands: Delft University of Technology; 2015. Available at: <http://resolver.tudelft.nl/uuid:9f313e13-4570-48f8-8aff-3eef35bbad99>. Accessed: 10 December, 2021.
14. Katic I., Hojstrup J., Jensen N. A simple model for cluster efficiency. *EWEC'86: European Wind Energy Association Conference and Exhibition Proceedings V.1; 6-8 Oct 1986; Rome, Italy*. 1987. pp. 407-410.
15. Feng J., Shen W.Z. Solving the wind farm layout optimization problem using random search algorithm. *Renewable Energy*. 2015; 78:182-192. doi: 10.1016/j.renene.2015.01.005.
16. Davydov D.Y., Obuhov S.G. Optimizatsiya raspolozheniya vetrustanovok s uchetom aerodinamicheskogo vzaimovliyaniya i protyazhennosti kabel'nyh linij seti sbora moshchnosti. *Energoberezhenie i Vodopodgotovka*. 2020; 3(125):30-34.
17. Dicorato M., Forte G., Pisani M., et al. Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation. *Renewable Energy*. 2011; 36(8):2043-2051. doi: 10.1016/j.renene.2011.01.003.
18. Kucuksari S., Erdogan N., Cali U. Impact of electrical topology, capacity factor and line length on economic performance of offshore wind investments. *Energies*. 2019; 12(16):3191. doi: 10.3390/en12163191.
19. Lundberg S. *Performance comparison of wind park configurations*. Technical report no. 30R. Sweden: Chalmers University of technology; 2003. Available at: <https://core.ac.uk/download/pdf/70559221.pdf>. Accessed: 8 January 2022.
20. Davydov D.Y., Obuhov S.G. Wind speed model based on fractional stochastic process. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2021; 332(5):39-48. (In Russ). doi: 10.18799/24131830/2021/5/3184.
21. General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO). Gridded Bathymetry Data. Available at: https://www.gebco.net/data_and_products/gridded_bathymetry_data/. Accessed: 10 December, 2021.
22. Mokhi C.E., Addaim A., Cali U. Optimization of Wind Turbine Interconnections in an Offshore Wind Farm Using Metaheuristic Algorithms. *Sustainability*. 2020; 12(14):5761. doi: 10.3390/su12145761.
23. Gerdes G., Tiedemann A., Zeelenberg S. *Case study: European offshore wind farms - A Survey for the analysis of the experiences and lessons learnt by developers of offshore wind farms*. Report by Deutsche WindGuard. Groningen: University of Groningen; 2008. Available at: https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/A_Survey_for_the_Analysis_by_Developers_of_Offshore_Wind_Farms.pdf. Accessed: 10 December, 2021.
24. Sharples M. *Offshore electrical cable burial for wind farms: state of the art, standards and guidance & acceptable burial depths, separation distances and sand wave effect*. Bureau of Ocean Energy Management, Regulation & Enforcement - Department of the Interior; 2011. Available at: <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/tap-technical-assessment-program/final-report-offshore-electrical-cable-burial-for-wind-farms.pdf>. Accessed: 10 December, 2021.
25. Lindoe Offshore Renewables Center knowledge. Offshore Renewables Map - Offshore Wind Farms. Available at: <https://web.archive.org/web/20120116162257/http://www.lorc.dk/Knowledge/Offshore-renewables-map/Offshore-wind-farms>. Accessed: 10 December, 2021.
26. Energy Numbers. Capacity factors at Danish offshore wind farms. Available at: <https://energynumbers.info/capacity-factors-at-danish-offshore-wind-farms>. Accessed: 10 December, 2021.

27. 4C Offshore. Global Offshore Wind Farm Database. Available at: <https://www.4coffshore.com/windfarms/>. Accessed: 10 December, 2021.

28. The Kingfisher Information Service – Offshore Renewable & Cable Awareness project (KIS-ORCA). Available at: <https://kis-orca.org/downloads/>. Accessed: 10 December, 2021.

29. Weather schedule RP5. Available at: https://rp5.md/Weather_archive_in_Blavand. Accessed: 10 December, 2021.

30. Spera D.A., Richards T.R. Modified power law equations for vertical wind profiles. *Proceedings of the Conference and Workshop on Wind Energy Characteristics and Wind Energy Siting; 19-21 June 1979; Portland, Oregon (USA)*. Battelle Memorial Institute, Pacific Northwest Laboratory; 1979. pp. 47-58.

31. Réthoré P.E., Hansen K.S., Barthelmie R.J., et al. Benchmarking of wind farm scale wake models in the EERA - DTOC project. *ICOWES 2013: Proceedings of the 2013 International Conference on Aerodynamics of Offshore Wind Energy Systems and Wakes; 17-19 June 2013; Lyngby, Denmark*. Technical University of Denmark; 2013. Available at: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/69802341/BENCHMARKING_OF_WIND_FARM_SCALE.pdf. Accessed: 10 December, 2021.

Authors of the publication

Denis Y. Davydov – postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Sergey G. Obukhov – Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University

Получено **20.09.2021г.**

Отредактировано **20.10.2021г.**

Принято **20.10.2021г.**