

УДК 681.11.031.12
DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4630
Шифр специальности ВАК: 05.14.02

Математическая модель накопителя энергии автономной фотоэлектрической станции

С.Г. Обухов✉, Д.Ю. Давыдов

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет Россия, г. Томск

✉ serob@tpu.ru

Аннотация. Актуальность. Одним из приоритетных направлений развития современной энергетики является активное использование технологий возобновляемых источников энергии, лидирующее положение среди которых по объемам ввода генерирующих мощностей и областям практического применения занимает фотоэнергетика. В последние годы фотоэлектрические станции все чаще находят применение в составе систем автономного электроснабжения, чему в немалой степени способствует значительное снижение стоимости их компонентов, обусловленное совершенствованием технологий. Автономные системы электроснабжения могут значительно различаться по мощности, условиям эксплуатации, требованиям к бесперебойности электроснабжения и многим другим факторам, что определяет высокую важность задачи выбора состава основного электрооборудования, обеспечивающего оптимальные технико-экономические показатели проектируемой энергетической системы. Для обоснованного выбора состава оборудования автономной фотоэлектростанции требуются имитационные модели всех ее основных компонентов, адекватно отображающие их рабочие характеристики в реальных условиях эксплуатации. Важным компонентом автономных фотоэлектрических станций является накопитель энергии, включающий аккумуляторную батарею и солнечный контроллер, обеспечивающий управление энергетическим балансом электростанции. Настройки солнечного контроллера во многом определяют эксплуатационные режимы фотоэлектростанции, от которых преимущественно зависит срок службы аккумуляторных батарей. С учетом того, что затраты на накопитель энергии составляют существенную долю затрат от общих финансовых вложений в проектируемую электростанцию, проблема достоверной оценки срока службы аккумуляторных батарей является весьма актуальной. **Цель:** разработка математической модели накопителя энергии для проектирования и оптимизации состава оборудования автономных фотоэлектрических станций. **Методы:** математическое и компьютерное моделирование с использованием программного комплекса MatLab/Simulink. **Результаты.** Разработана математическая модель аккумуляторной батареи, построенная на основе модифицированной модели Шеферда и кинетической модели. Модель является универсальной и может использоваться для моделирования статических и динамических характеристик аккумуляторных батарей разных типов. Для идентификации параметров модели достаточно только данных технической спецификации, предоставляемой производителем. В состав общей модели накопителя включена модель срока жизни аккумуляторной батареи, позволяющая динамически корректировать величину доступной максимальной емкости батареи в процессе эксплуатации.

Ключевые слова: фотоэлектрическая станция, накопитель энергии, аккумуляторная батарея, математическая модель, модель срока жизни, состояние заряда, показатель работоспособности, оптимизация состава оборудования

Для цитирования: Обухов С.Г., Давыдов Д.Ю. Математическая модель накопителя энергии автономной фотоэлектрической станции // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 6. – С. 110–122. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4630

UDC 681.11.031.12
DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4630

Mathematical model of a battery energy storage for a standalone solar photovoltaic plant

S.G. Obukhov✉, D.Yu. Davydov

¹National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉ serob@tpu.ru

Abstract. Relevance. One of the priority areas for modern energy development is the active use of renewable energy technologies, the leading position among which in terms of the volume of commissioned generating capacity and areas of practical application is occupied by photovoltaics. In recent years, solar photovoltaic plants are increasingly being used as part of autonomous power supply systems, which is largely facilitated by a significant reduction in the cost of their components due to improved technology. Autonomous power supply systems can vary significantly in power, operating conditions, requirements for uninterrupted power supply and many other factors. This determines the high importance of the task of choosing the composition of the main electrical equipment that ensures optimal technical and economic indicators of the designed energy system. To make a reasonable choice of the equipment of an autonomous photovoltaic power plant, simulation models of all its main components are required that adequately reflect their performance characteristics under real operating conditions. An important component of autonomous photovoltaic plants is the energy storage device, which includes a battery and a solar controller that manages the energy balance of the power plant. The settings of the solar controller largely determine the operating modes of the photovoltaic power plant, on which the service life of the batteries primarily depends. Taking into account the fact that the costs of energy storage constitute a significant share of the costs of the total financial investments in the designed power plant, the problem of reliably assessing the service life of batteries is very relevant. **Aim.** Development of a mathematical model of energy storage system for the design and optimization of the equipment of autonomous photovoltaic plants. **Methods.** Mathematical and numerical modeling using the MatLab/Simulink software package. **Results.** A mathematical model of a battery has been developed, based on the modified Shepherd model and the kinetic model of a rechargeable battery. The model is universal and can be used to simulate the static and dynamic characteristics of different types of batteries. To identify model parameters, only the technical specification data provided by the manufacturer is sufficient. The complex model includes a battery life model, which allows you to dynamically adjust the available maximum battery capacity during operation.

Keywords: photovoltaic plant, energy storage, storage battery, mathematical model, battery lifespan model, state of charge, performance indicator, equipment optimization

For citation: Obukhov S.G., Davydov D.Yu. Mathematical model of a battery energy storage for a standalone solar photovoltaic plant. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 6, pp. 110–122. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4630

Введение

Среди всех технологий производства электрической энергии безусловным лидером по объему ввода новых генерирующих мощностей за последнее десятилетие является фотоэнергетика. По данным международного агентства по возобновляемым источникам энергии (International Renewable Energy Agency – IRENA) в период с 2010 по 2022 гг. общая установленная мощность фотоэлектрических станций (ФЭС) выросла в 26 раз, превысив в 2022 г. знаковую отметку в 1000 ГВт [1]. Значительную долю рынка фотоэнергетики составляют автономные системы электроснабжения, область практического применения которых в последние годы стремительного расширяется. Автономные ФЭС используются в качестве источников питания сотовых станций, уличного освещения, телекоммуникационных систем, фермерских хозяйств, гостиниц и многих других объектов, удаленных от сетей централизованного электроснабжения. Себестоимость генерируемой электроэнергии данных объектов на базе традиционных источников является чрезвычайно высокой и варьируется в диапазоне от 35 до 270 р. за кВт·ч, в зависимости от региона и объекта электроснабжения [2]. Повсеместная доступность солнечной энергии, большой срок службы основного электрооборудования, простота и минимальные затраты на техническое обслуживание, масштабируемость на любую требуемую мощность способствуют бурному росту рынка и

областей практического применения автономных энергетических систем на основе ФЭС. Весомым стимулом развития фотоэнергетики является постоянное снижение стоимости компонентов фотоэлектрических станций, обусловленное совершенствованием технологий их производства. Средняя стоимость электроэнергии *LCOE* (Levelized cost of energy) автономных ФЭС в период с 2010 по 2022 гг. снизилась на 89 % с 0,445 до 0,049 доллара США за кВт·ч, а средневзвешенная общая установленная стоимость проектов автономных ФЭС, введенных в эксплуатацию в 2022 г., составила 876 долларов США за кВт, что на 83 % ниже, чем в 2010 г. [1, 3].

Технико-экономическую эффективность ФЭС во многом определяют состав и типоразмер основного электрооборудования, выбор которого производится на этапе проектирования. Необходимость и высокая сложность решения данной задачи обусловлены тем, что эксплуатационные режимы работы электростанции зависят от множества внешних факторов (инсоляция, погодные условия, характер электропотребления), имеющих стохастическую природу и изменяющихся в широком диапазоне, как в течение суток, так и по сезонам года. Множество возможных вариантов построения ФЭС определяют необходимость решения оптимизационной задачи выбора оборудования по результатам сравнительного анализа ее эксплуатационных характеристик на длительном временном интервале –

не менее одного года [4–7]. Соответственно, для обоснованного выбора состава оборудования ФЭС требуются имитационные модели всех ее основных компонентов, адекватно отображающие их рабочие характеристики в реальных условиях эксплуатации.

Важным компонентом автономных систем электроснабжения на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является накопитель энергии, с помощью которого осуществляется управление энергетическим балансом в изолированной энергетической системе и обеспечивается бесперебойное электроснабжение потребителей. В большинстве практических случаев в качестве накопителей энергии автономных энергосистем используются аккумуляторные батареи (АКБ), которые наилучшим образом соответствуют их требованиям по объемам и времени хранения энергии [8]. Затраты на систему накопления энергии являются достаточно высокими и составляют от 25 до 60 % от общих финансовых вложений в электростанцию [9, 10], что определяет высокую важность задачи определения их оптимального размера и срока службы. Несмотря на множество известных математических моделей АКБ, успешно применяемых во многих областях научных исследований, большинство из них малоприспособлены для решения задачи выбора оптимального состава оборудования автономных ФЭС, что обусловлено рядом специфических требований к их проектированию. Применительно к рассматриваемой задаче, математическая модель накопителя энергии должна обеспечивать имитационное моделирование его рабочих режимов с учетом воздействия стохастических внешних факторов на длительных временных интервалах, а значит, иметь высокое быстродействие. Ввиду большого разнообразия автономных систем электроснабжения по типоразмеру, мощности и целевому назначению в них применяются накопители энергии на основе АКБ разных типов, соответственно, используемая модель должна поддерживать моделирование характеристик АКБ на основе различных электрохимических систем. Одним из самых сложных в практической реализации требований к модели накопителя является достоверное прогнозирование срока службы АКБ, который определяется совокупным воздействием на нее стресс-факторов во время эксплуатации [10, 11].

Целью настоящего исследования является разработка математической модели накопителя энергии для проектирования и оптимизации состава оборудования автономных ФЭС с учетом обозначенных выше требований.

Методы исследования

Для достижения поставленной цели исследования разрабатываемая модель АКБ должна адекват-

но отображать изменение в процессе эксплуатации двух ее основных параметров: степени заряда SOC (State of Charge) и напряжения на ее клеммах V_{batt} в зависимости от протекающего через нее тока I_{batt} , значения которого определяются текущим энергетическим балансом и настройками контроллеров системы управления. Математические модели АКБ данного типа формализуются как модели напряжения, для построения которых используется множество разнообразных приемов и методов. Проведенный обзор и анализ научных работ по теме исследования показал, что все математические модели напряжения АКБ можно условно поделить на две большие группы: физические и эмпирические [12, 13].

Физические модели АКБ основаны на уравнениях, описывающих химические реакции внутри элементов батареи. Они позволяют с высокой точностью моделировать эксплуатационные характеристики АКБ, однако для их построения необходимо определение большого числа параметров, описывающих электрохимические процессы, что приводит к существенному усложнению моделей. Физические модели используются преимущественно для решения задач, связанных с разработкой новых и совершенствованием существующих материалов и технологий, используемых при производстве АКБ, а также для разработки интеллектуальных систем контроля АКБ.

Эмпирические модели строятся по принципу «черного ящика», входные и выходные переменные которого связаны между собой определенными соотношениями, установленными по результатам экспериментов. Достоинством эмпирических моделей АКБ является высокое быстродействие, которое достигается не только за счет упрощения исходных уравнений, но и из-за имеющейся возможности исключения из их математического описания части характеристик, которые несущественны для решаемой задачи. Для идентификации параметров эмпирических моделей используют или каталожные данные АКБ, предоставляемые их производителями, или результаты специализированных лабораторных испытаний. Применение первого подхода позволяет создавать универсальные модели АКБ, которые можно использовать для моделирования АКБ широкой номенклатуры. Второй подход применяют в тех случаях, когда необходимо смоделировать определенные характеристики АКБ с высокой точностью, однако для его практической реализации требуются детализированные наборы экспериментальных данных большого объема, для обработки которых в последние годы все чаще используют модели АКБ, основанные на методах машинного обучения [14, 15]. Необходимость проведения специализированных, длительных и доро-

гостоящих испытаний АКБ существенно ограничивают области практического применения математических моделей данного типа.

В результате ранее проведенных исследований была разработана комбинированная модель АКБ, представленная в [16], построенная на основе модифицированного уравнения Шеферда [17] и кинетической модели АКБ [18]. В данной статье представлены результаты исследований по разработке математической модели срока жизни АКБ, являющейся неотъемлемой и важной компонентой общей модели накопителя энергии автономной ФЭС.

Необходимость достоверного прогнозирования эксплуатационного ресурса АКБ определяется тем, что в качестве основного критерия оптимизационной задачи по выбору состава оборудования ФЭС чаще всего используют стоимость жизненного цикла *LCC* (Life cycle cost) или *LCOE*, значения которых определяются на весь срок службы проектируемой электростанции [5–7]. И если для большинства других компонентов срок службы не зависит от целевого назначения ФЭС и определяется по данным их технической спецификации, то срок службы АКБ в значительной степени зависит от их эксплуатационных режимов. С учетом того, что эксплуатационные режимы АКБ проектируемой ФЭС зависят от многих факторов (географического расположения, режимов электропотребления, используемого типа оборудования) и могут кардинально различаться, достоверный прогноз срока службы АКБ является необходимым условием успешного решения оптимизационной задачи.

Основными причинами старения АКБ являются физико-химические процессы, приводящие к расщеплению электролита, потере воды, сульфатированию и коррозии электродов, потере активной массы. Интенсивность этих процессов, или скорость старения, зависит от типа АКБ и условий эксплуатации. Механизмы старения и основные факторы деградации характеристик АКБ, а также обзор современных методов прогнозирования их срока службы подробно описаны в работах [19–21].

Определение достоверных количественных зависимостей между стресс-факторами, механизмами деградации и сроком службы АКБ является на сегодняшний день актуальной научно-технической проблемой, решению которой посвящено большое количество научных исследований [10, 11, 22–24]. Высокая сложность данной задачи обусловлена тем, что характер стресс-факторов имеет стохастическую природу, а их влияние на процессы старения АКБ во многих случаях является взаимозависимым.

Проведенный анализ публикаций по теме исследования показал, что все математические модели оценки срока жизни АКБ можно разделить на две большие категории – модели, основанные на

производительности, и модели подсчета циклов. В моделях, основанных на производительности, значения срока жизни АКБ моделируются на основе определенных параметров (заряд, напряжение, внутреннее сопротивление и др.), для которых установлены некоторые предельные значения, превышение которых означает конец срока службы АКБ. В моделях подсчета циклов состояние АКБ определяется по соотношению между числом эквивалентных циклов заряда/разряда батареи за время ее функционирования и числом циклов, гарантированных производителем при определенных условиях эксплуатации. Используемые модели могут строиться на основе как физических, так и эмпирических уравнений, могут быть независимы друг от друга или интегрированы в обобщенную модель АКБ. Важным преимуществом моделей подсчета циклов в сравнении с моделями производительности является возможность их построения только по данным технической спецификации, что определяет их высокую универсальность. На модели подсчета циклов и построена предлагаемая модель срока жизни АКБ, описание которой приведено ниже.

В качестве основного инструмента при проведении настоящих исследований использовался программный комплекс MatLab/Simulink (версия 2020b). Для верификации разработанной математической модели использовались результаты ресурсных испытаний АКБ, приведенные в работах [25, 26].

Модель срока жизни аккумуляторной батареи

Ключевыми показателями АКБ, характеризующими ее производительность, являются состояние заряда *SOC* и состояние работоспособности *SOH* (State of Health). Состояние, или степень, заряда АКБ определяется как отношение ее оставшейся емкости Q к максимально доступной $Q_{\max}$ в текущий момент времени:

$$SOC = \frac{Q}{Q_{\max}}.$$

Показатель работоспособности определяется как отношение текущей максимальной емкости АКБ к ее первоначальному значению $Q_{\max 0}$, соответствующему новой, полностью заряженной батарее:

$$SOH = \frac{Q_{\max}}{Q_{\max 0}}.$$

Величина *SOH* отображает постепенное снижение доступной максимальной емкости АКБ, обусловленной неизбежной деградацией ее характеристик в процессе эксплуатации. Международные и отечественные стандарты (ГОСТ Р МЭК 60896-11-2015) определяют окончание срока службы АКБ моментом времени, при котором их доступная ем-

кость снижается ниже 80 % от номинального значения $SOH < 0,8$ (для новой АКБ $SOH = 1$).

Результаты многочисленных исследований показали, что основными стресс-факторами, влияющими на срок жизни АКБ, являются температура T , глубина разряда DOD (Depth of Discharge) и число рабочих циклов N_{cycle} . Большинство производителей АКБ в паспортах технической спецификации предоставляют характеристики их срока службы, выраженные в числе рабочих циклов, в зависимости от глубины разряда $N_{cycle} = f(DOD)$ и температуры $N_{cycle} = f(T)$, например, [27].

Проведенный анализ технических характеристик АКБ разных типов показал, что зависимость $N_{cycle} = f(T)$ в рабочем диапазоне температур эксплуатации АКБ от 20 до 45 °C близка к линейной, а зависимость $N_{cycle} = f(DOD)$ с хорошей точностью может быть аппроксимирована полиномом 4-го порядка [28]. Для построения универсальной модели срока жизни АКБ целесообразно нормализовать число рабочих циклов:

$$N_{cycle_n} = \frac{N_{cycle}}{N_{cycle_rat}},$$

где N_{cycle} – число рабочих циклов по графикам технической спецификации; N_{cycle_rat} – номинальное число рабочих циклов при заданной глубине разряда и стандартной температуре 20 °C.

Тогда величина нормализованных рабочих циклов при стандартной температуре АКБ в зависимости от DOD будет определяться уравнением:

$$N_{cycle_n} = k_4 DOD^4 + k_3 DOD^3 + k_2 DOD^2 + k_1 DOD + k_0,$$

где k_4, k_3, k_2, k_1, k_0 – коэффициенты уравнения регрессии.

В качестве примера на рис. 1 приведены результаты аппроксимации технических характеристик свинцово-кислотных АКБ с трубчатыми электродами и намазными пластинами серии OPzS, широ-

ко применяемых в качестве накопителей энергии в автономных системах электроснабжения на основе ВИЭ. Маркерами на представленных графиках обозначены данные из технической спецификации, а линиями – результаты аппроксимации. Согласно технической спецификации максимальное число рабочих циклов АКБ данного типа при глубине разряда $DOD = 80\%$ и стандартной температуре 20 °C составляет $N_{cycle_rat} = 1600$.

Для определения эквивалентного числа рабочих циклов АКБ при произвольных значениях DOD и T следует использовать следующее уравнение:

$$N_{cycle} = \left[k_4 k_T DOD^4 + k_3 k_T DOD^3 + k_2 k_T DOD^2 + k_1 k_T DOD + k_0 k_T \right] N_{cycle_rat}, \quad (1)$$

где k_T – значение температурного коэффициента, определяемого по результатам аппроксимации зависимости $N_{cycle_n} = f(T)$ (рис. 1).

Расчетные зависимости эквивалентного числа рабочих циклов АКБ серии OPzS от глубины разряда для разных значений температуры эксплуатации, полученные по уравнению (1), показаны на рис. 2.

Важной задачей построения адекватной модели срока жизни АКБ является решение проблемы определения числа рабочих циклов и величины DOD в режимах частичного заряда/разряда АКБ, характерных для энергетических систем на основе ВИЭ. Одним из эффективных способов решения данной проблемы является идентификация события начала (окончания) зарядно-разрядного микроцикла АКБ по моментам времени пересечения нуля током АКБ I_{batt} [28, 29]. Предлагаемый метод обеспечивает динамическую коррекцию величины доступной максимальной емкости Q_{max} АКБ, что соответствует реальным условиям их эксплуатации. Кроме того, он не требователен к вычислительным ресурсам и может быть достаточно просто реализован в современных контроллерах заряда/разряда АКБ.

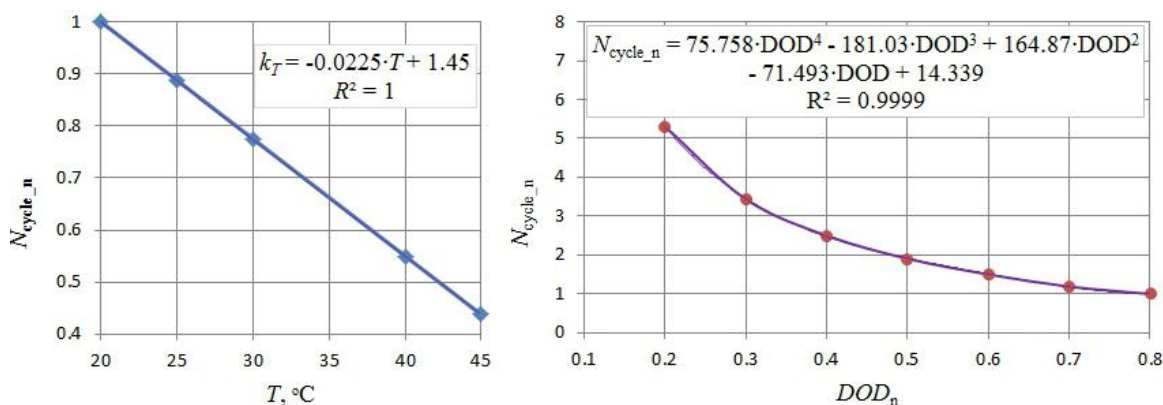


Рис. 1. Результаты аппроксимации технических характеристик АКБ серии OPzS

Fig. 1. Battery characteristics approximation results (OPzS series)

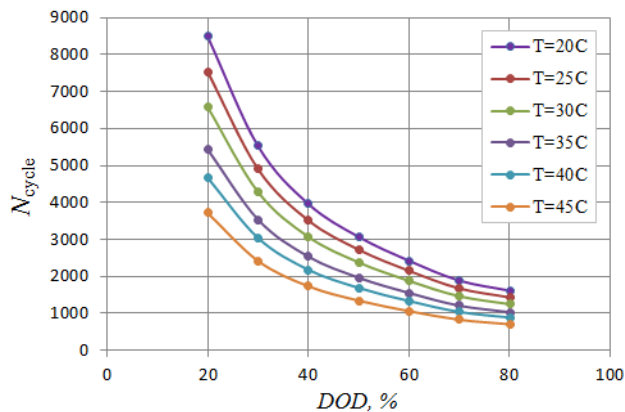


Рис. 2. Расчетные зависимости эквивалентного числа рабочих циклов АКБ серии OPzS
Fig. 2. Calculated dependencies of equivalent number of operation cycles (OPzS series)

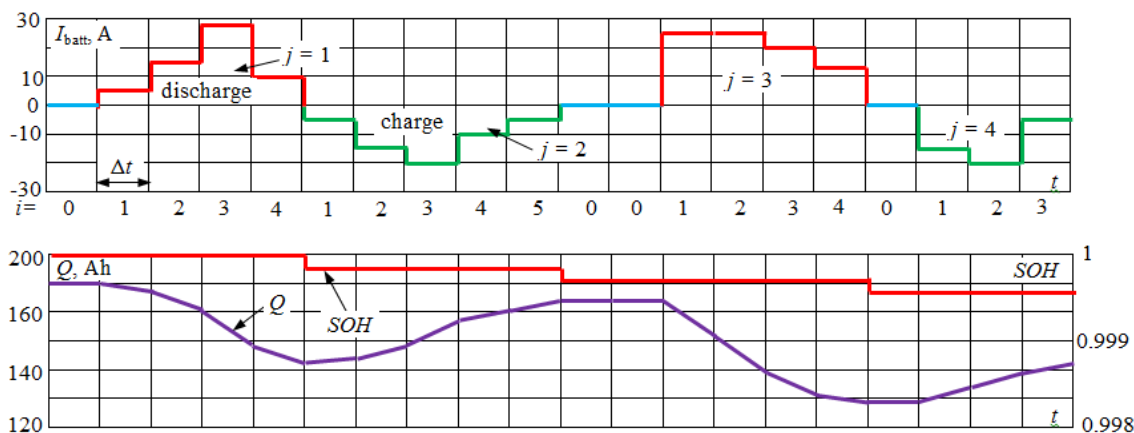


Рис. 3. Иллюстративная форма изменения параметров АКБ во время эксплуатации
Fig. 3. Time diagrams of changes in battery parameters during operation

Предлагаемую методологию определения числа эквивалентных рабочих циклов АКБ поясняет рис. 3, на котором схематично представлены временные зависимости изменения некоторых параметров АКБ во время эксплуатации.

На каждом временном шаге моделирования Δt по текущим значениям тока $I_{\text{batt}}(t)$ определяются уровень заряда $SOC(t)$ и глубина разряда $DOD(t)$ батареи:

$$SOC(t) = \frac{Q(t-1) - I_{\text{batt}}(t)\Delta t}{Q_{\text{max}}};$$

$$DOD(t) = 1 - SOC(t).$$

В качестве индикатора зарядно-разрядных циклов АКБ используется целочисленная логическая переменная i , величина которой на каждом шаге расчета увеличивается на 1, если ток АКБ $I_{\text{batt}}(t)$ не изменяет знак, и обнуляется при пересечении током значения нуля. Состояния АКБ при $I_{\text{batt}}=0$ при расчете микроциклов игнорируются, и для них принимается $i=0$. Средние за микроцикл значения глубины разряда $\overline{DOD}$ и температуры $\overline{T}$ АКБ определяются по уравнениям:

$$\overline{DOD} = \frac{\sum_{i=1}^N DOD_i}{N}; \quad \overline{T} = \frac{\sum_{i=1}^N T_i}{N},$$

где N – число расчетных значений переменной в микроцикле.

Подставляя полученные значения $\overline{DOD}$ и $\overline{T}$ в уравнение (1), получаем эквивалентное число рабочих циклов N_{cycle_j} , которое обеспечит АКБ при данных условиях эксплуатации до полного исчерпания ее ресурса. Соответственно, единовременный ущерб, нанесенный АКБ данным j -ым микроциклом, составит $D_j = 1/N_{\text{cycle}_j}$, а величину совокупного ущерба D АКБ можно определить с использованием правила Пальмгрена–Майнера по уравнению:

$$D = \sum_{j=1}^K D_j,$$

где K – общее количество микроциклов с момента начала эксплуатации АКБ.

Предлагаемую методологию определения величины единовременного ущерба, нанесенного АКБ за микроцикл, поясняет рис. 2, из которого видно,

что при $\bar{T}=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и величине $\overrightarrow{DOD}=80\%$ эквивалентное число рабочих циклов будет равно $N_{\text{cycle}_j}=1600$, а при $\overrightarrow{DOD}=50\%$ – $N_{\text{cycle}_j}=3000$. Соответственно, величина единовременного ущерба в первом случае составит $D_j=1/1600$, а во втором – $D_j=1/3000$.

Окончание срока жизни АКБ соответствует моменту времени, когда величина совокупного ущерба достигнет значения $D=1$. Для количественной оценки текущего показателя работоспособности АКБ SOH величину ущерба необходимо масштабировать по условию, что окончанию срока жизни АКБ соответствует величина $SOH=0,8$. Рассчитанное значение SOH позволяет динамически корректировать величину текущей максимальной емкости АКБ после каждого микроцикла:

$$Q_{\max} = Q_{\max_0} \cdot SOH.$$

Модель срока жизни АКБ реализована в виде отдельного функционального блока, что позволяет легко интегрировать ее в состав общей модели накопителя энергии автономной ФЭС.

Модель накопителя энергии автономной фотоэлектрической станции

Полная модель накопителя энергии построена по модульному принципу на основе четырех функциональных блоков (рис. 4), что позволяет легко ее модифицировать под решаемые задачи.

Основным функциональным назначением накопителя энергии автономной ФЭС является управление энергетическим балансом в изолированной энергетической системе, который складывается из мощности, генерируемой солнечными батареями –

P_{PV} , и гарантированным источником питания (дизель- или бензогенератор) – P_{GEN} , а также мощностью, потребляемой электрическими нагрузками – P_{load} . Текущее состояние энергетического баланса определяет величину располагаемой электрической мощности P_{set} , которая используется в периоды избытка для заряда АКБ, а в периоды дефицита для питания потребителей от АКБ:

$$P_{set} = (P_{PV} + P_{GEN} - P_{load}) \eta_{\text{char}} - \text{в режиме заряда};$$

$$P_{set} = (P_{PV} + P_{GEN} - P_{load}) \frac{1}{\eta_{\text{dischar}}} - \text{в режиме разряда},$$

где η_{char} , η_{dischar} – эффективность преобразования энергии АКБ в режимах заряда и разряда, соответственно.

При моделировании величина тока, протекающего через АКБ I_{batt} в пределах одного расчетного интервала, принимается неизменной и определяется по уравнению:

$$I_{\text{batt}} = \frac{P_{set}}{V_{\text{batt}}}.$$

Важным компонентом автономной ФЭС является контроллер солнечных батарей, который на практике может быть выполнен в виде отдельного устройства или быть встроенным в гибридный солнечный инвертор. Современные солнечные контроллеры реализуют множество полезных функций, в частности: отбор максимальной мощности с солнечных батарей, защиту АКБ от перезаряда и глубокого разряда, подключение/отключение генератора по расписанию или по уровню заряда АКБ, ограничение максимальных токов заряда-разряда АКБ и др.

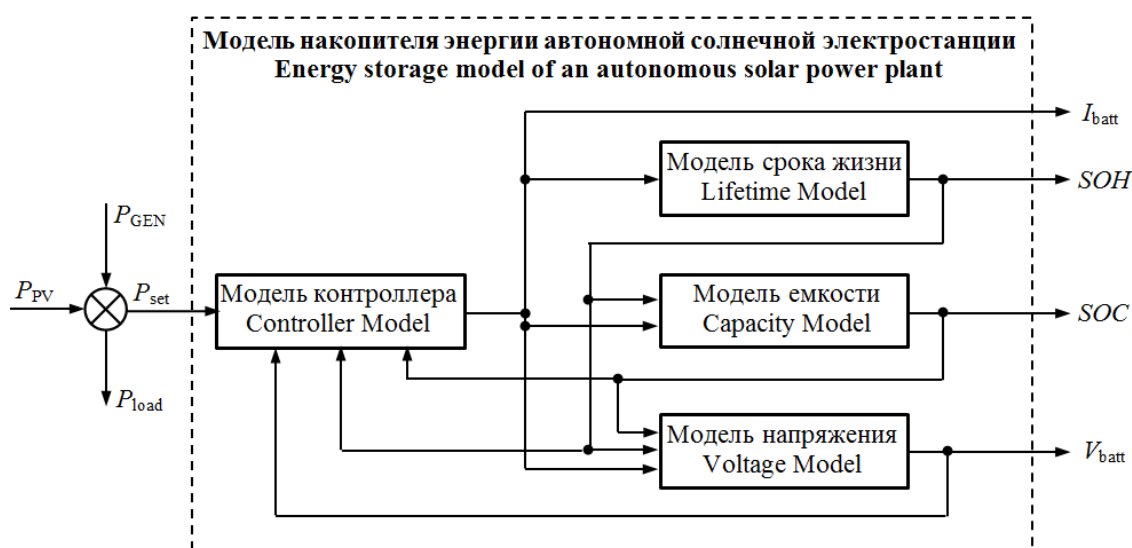


Рис. 4. Упрощенная функциональная схема модели накопителя энергии автономной ФЭС
 Fig. 4. Simplified flowchart of autonomous PV-station energy storage functional model

Настройка всех этих функций производится на этапе конфигурации ФЭС с помощью соответствующих уставок контроллера, и эти настройки во многом определяют эксплуатационные режимы не только АКБ, но и всей электростанции. Соответственно, важным модулем разработанного программного приложения является модель контроллера, с помощью которой обеспечивается настройка параметров конфигурации ФЭС, необходимых для последующего анализа. В настоящем исследовании использовались типовые уставки, характерные для большинства промышленных контроллеров ФЭС: максимальные токи заряда и разряда АКБ, максимальное напряжение заряда и минимальное напряжение разряда АКБ, максимальный и минимальный уровень заряда. На практике данные уставки определяют соответствующие ограничения, при достижении которых происходит смена режима работы ФЭС, например, при снижении SOC до минимально допустимого значения вводится в работу генератор.

Отметим, что разработанные модели контроллера и накопителя энергии позволяют выполнить оценку и более сложных режимов применения ФЭС, например, провести анализ эффективности работы ФЭС параллельно с сетью с продажей излишков электроэнергии в периоды ее избытка в дневное время суток.

Модуль модели напряжения построен на основе модифицированной модели Шеферда [17], описываемой уравнением:

$$V_{\text{batt}} = E - Ri - K \frac{Q_{\text{max}}}{Q_{\text{max}} - \int_0^t idt} \int_0^t idt - R_{\text{pol}} i^* + \text{Exp}, \quad (2)$$

где V_{batt} – напряжение на клеммах АКБ; i – ток через аккумулятор; i^* – фильтрованный ток; E – ЭДС аккумулятора; R – внутреннее сопротивление АКБ; Q_{max} – полная (максимальная) емкость АКБ; R_{pol} – сопротивление поляризации; Exp – напряжение экспоненциальной зоны; K – постоянная поляризации.

Данная модель является универсальной и может быть использована для моделирования АКБ разных типов, однако для этого необходимо использовать соответствующие формулы для определения двух последних слагаемых в уравнении (2). Например, для свинцово-кислотных АКБ применяются следующие уравнения:

$$R_{\text{pol}} = \begin{cases} K \frac{Q_{\text{max}}}{Q_{\text{max}} - \int_0^t idt} & \text{при } i > 0 \text{ (режим разряда);} \\ K \frac{Q_{\text{max}}}{\int_0^t idt + 0.1 \cdot Q_{\text{max}}} & \text{при } i < 0 \text{ (режим заряда);} \end{cases}$$

$$\text{Exp} = \begin{cases} A \exp(-Bit) & \text{при } i > 0 \text{ (режим разряда);} \\ A[1 - \exp(-B|i|t)] & \text{при } i < 0 \text{ (режим заряда),} \end{cases}$$

где A – амплитуда экспоненциальной зоны напряжения; B – обратная постоянная времени экспоненциальной зоны.

Для построения модели напряжения необходимо идентифицировать пять эмпирических параметров (R , E , K , A , B), для определения значений которых достаточно только данных технической спецификации рассматриваемой АКБ.

Модуль модели емкости построен на основе кинетической модели ($KiBaM$) [18], обеспечивающей учет физических ограничений на доступную емкость АКБ во время эксплуатации.

Концепция модели $KiBaM$ заключается в представлении АКБ в виде двух взаимосвязанных резервуаров, один из которых содержит доступный для непосредственного использования заряд q_1 , а второй – связанный заряд q_2 . Для вычисления значений этих зарядов на каждом временном шаге моделирования Δt используются следующие уравнения:

$$q_1 = q_{1,0} \cdot e^{-k\Delta t} + \frac{(q_0 k c - i)(1 - e^{-k\Delta t})}{k} - \frac{ic(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}{k};$$

$$q_2 = q_{2,0} e^{-k\Delta t} + q_0(1 - c)(1 - e^{-k\Delta t}) - \frac{i(1 - c)(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}{k},$$

где $q_{1,0}$ и $q_{2,0}$ – количество заряда в доступном и связанном резервуарах, соответственно, при $t=0$, и значит, $q_0 = q_{1,0} + q_{2,0}$; k – константа скорости; c – коэффициент емкости.

Для построения модели емкости необходимо идентифицировать три параметра: максимальную емкость АКБ Q_{max} (А·ч), k и c . Для определения параметров модели $KiBaM$ также достаточно только данных технической спецификации на конкретную модель АКБ.

Степень заряда АКБ рассчитывается по выражению:

$$\text{SOC}(t) = \text{SOC}(t-1) + \frac{1}{Q_{\text{max}}} \left[\int_0^t idt + q_{\text{buff}} \right],$$

где q_{buff} – буферный заряд АКБ, который отображает уменьшение доступной емкости в режимах разряда большими токами, а также ограничения на принимаемую зарядную мощность при высоком уровне остаточного заряда.

Для определения численного значения q_{buff} используются следующие уравнения:

$$q_{\text{buff}} = \begin{cases} q_1 & \text{при } q_1 < 0; \\ 0 & \text{при } 0 < q_1 < q_{1\text{max}}; \\ q_1 - q_{1\text{max}} & \text{при } q_1 > q_{1\text{max}}. \end{cases}$$

Подробное описание моделей напряжения и емкости приведено в работе [16].

Верификация математической модели накопителя энергии автономной ФЭС

Верификация разработанной модели накопителя энергии проводилась путем сравнения ее модельных статических и динамических зарядно-разрядных характеристик с характеристиками, полученными из данных технической спецификации АКБ разных типов и опубликованными результатами их ресурсных испытаний. В качестве примера в данной работе приводятся результаты верификации математической модели свинцово-кислотного аккумулятора панцирного типа с трубчатыми электродами и жидким электролитом OPzS 2V200Ah [30]. В таблице приведены идентифицированные по паспортным данным параметры математических моделей емкости и напряжения, которые использовались при проведении вычислительных экспериментов в разработанной модели MatLab/Simulink.

Таблица. Параметры математических моделей аккумуляторной батареи OPzS 2V200Ah

Table. Parameters of OPzS 2V200Ah electrochemical battery model

Наименование параметра Parameter	Значение параметра Value
Модель напряжения/Voltage model	
ЭДС аккумулятора/Battery EMF, E (V)	2,0602
Внутреннее сопротивление Internal resistance, R (Om)	0,0017
Постоянная поляризации Polarization constant, K (V/Ah)	0,000282
Амплитуда экспоненциальной зоны напряжения/Exponential voltage amplitude, A (V)	0,0476
Обратная постоянная времени экспоненциальной зоны Inverse time constant of battery dynamics exponential zone, B (1/Ah)	6,0
Модель емкости/Capacity model	
Максимальная емкость аккумулятора Maximum capacity, Q (Ah)	238,27
Константа скорости/Rate constant, k (A)	1,80
Коэффициент емкости/Capacity factor, c	0,23

На рис. 5 представлены результаты моделирования статических разрядных характеристик АКБ OPzS 2V200Ah при разных значениях разрядного тока, которые выражены в долях от величины номинальной емкости C для 10-ти часового режима разряда. Маркерами на рис. 5 показаны экспериментальные точки разрядных кривых, а линиями – результаты моделирования.

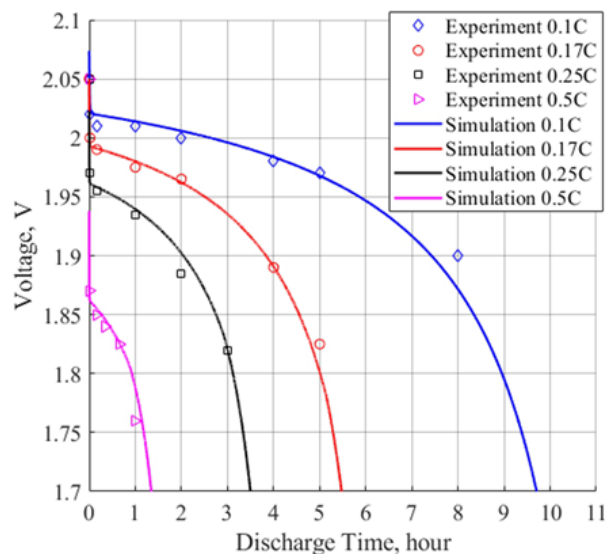


Рис. 5. Разрядные характеристики аккумулятора OPzS 2V200Ah

Fig. 5. Battery discharge characteristics (OPzS 2V200Ah)

Для верификации динамических характеристик разработанной модели и оценки адекватности отображения показателя работоспособности АКБ во время эксплуатации использовались результаты ресурсных испытаний АКБ серии OPzS, опубликованные в работах [25, 26]. Для проведения ресурсных испытаний авторы статьи [25] разработали специализированный профиль заряда-разряда АКБ общей продолжительностью в 16 часов, типичный для энергетических систем на основе ВИЭ, который характеризуется изменением в широком диапазоне зарядных (с максимальным значением $I_{\text{batt}}=0,42$ C) и разрядных (с максимальным значением $I_{\text{batt}}=0,2$ C) токов батареи. Ресурсные испытания АКБ проводились в следующей последовательности. Полностью заряженная АКБ разряжается постоянным током $I_{\text{batt}}=0,1$ C в течение одного часа, после чего она переключается на специализированный нагрузочный тест, который представляет собой последовательное выполнение 50-ти профилей ВИЭ. После окончания теста производится замер остаточной емкости и полный заряд АКБ, после чего описанная выше процедура повторяется. Данная методика ресурсных испытаний была реализована в вычислительных экспериментах на разработанной модели накопителя энергии автономной ФЭС.

На рис. 6 представлены результаты моделирования режимов АКБ OPzS 2V200Ah на одном временном профиле ВИЭ.

Полученные результаты моделирования показывают, что предлагаемая модель обеспечивает адекватное отображение основных параметров АКБ в процессе эксплуатации.

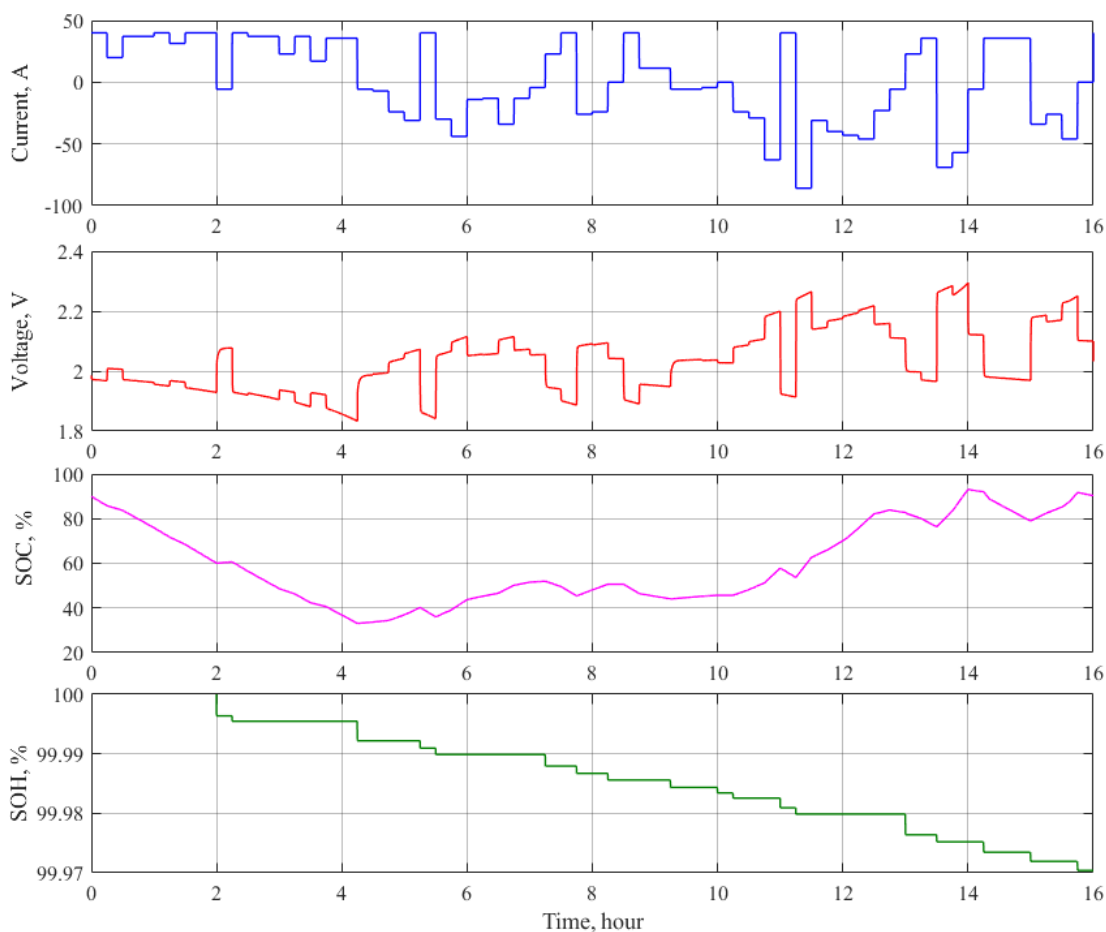


Рис. 6. Результаты моделирования режимов батареи OPzS 2V200Ah

Fig. 6. Results of modeling battery operating mode parameters (OPzS 2V200Ah)

Расчетный срок службы АКБ OPzS 2V200Ah, полученный по результатам моделирования, составил 13,4 тестов, каждый из которых включает 50 последовательных 16-ти часовых профилей ВИЭ, или 446 суток эксплуатации. При проведении ресурсных испытаний АКБ данного типа при аналогичных условиях батарея исчерпала свой ресурс за 420 дней [26], соответственно, ошибка моделирования составила 6,2 %.

Способность предлагаемой модели адекватно отображать динамические характеристики АКБ подтверждают результаты ее апробации, выполненные на свинцово-кислотных, никель-кадмиевых и литий-железо-фосфатных АКБ. Проведённая серия вычислительных экспериментов показала, что величина погрешности между моделируемым и реальным напряжением АКБ находится в пределах не выше ± 5 % в диапазоне изменения SOC от 100 до 20 %, как в режимах заряда, так и в режимах разряда.

Заключение

В результате проведенных исследований разработана математическая модель накопителя энергии на основе аккумуляторных батарей, адекватно отображающая изменение их основных параметров

в процессе эксплуатации на длительных интервалах времени. Модель является универсальной и применима для аккумуляторных батарей разного типа, идентификация параметров модели производится по данным технической спецификации производителя. Модель построена по модульному принципу, что позволяет достаточно просто ее модифицировать под решаемые задачи исследований. Новизной предложенной модели является оригинальная методика определения срока жизни батареи путем подсчета числа прошедших микроциклов заряда-разряда и их последующее эквивалентирование по средней глубине разряда и температуре. Проведенная апробация модели на аккумуляторах разных типов показала, что предлагаемая модель обеспечивает отображение параметров аккумуляторной батареи и определение ее срока службы с погрешностью не выше 7 %.

Предложенная модель может найти применение в организациях, занимающихся проектированием автономных фотоэлектрических станций, а также быть интересна пользователям, изучающим возможность использования подобных энергетических систем в личном хозяйстве.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Renewable power generation costs in 2022 // IRENA. – August 2023. – 208 p. URL: www.irena.org (дата обращения 15.03.2024).
2. Бердников Р., Холкин Д., Чаусов И. Оптимизация систем энергоснабжения удаленных и изолированных территорий за счет управления энергетической гибкостью // Энергетическая политика. – 2023. – № 1 (179). – С. 94–105.
3. Global LCOEs of decentralized off-grid renewable energy systems / J.M. Weinand, M. Hoffmann, J. Göpfert, T. Terlouw, J. Schönau, P. Kuckertz, R. McKenna, L. Kotzur, J. Linßen, D. Stolten // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2023. – Vol. 183. – Art. no. 113478. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113478.
4. Ma J., Yuan X. Techno-economic optimization of hybrid solar system with energy storage for increasing the energy independence in green buildings // Journal of Energy Storage. – 2023. – Vol. 61. – Art. no. 106642. DOI: 10.1016/j.est.2023.106642.
5. Обухов С.Г., Ибрагим А. Оптимизация состава оборудования гибридных энергетических систем с возобновляемыми источниками энергии // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2020. – Т. 20. – № 2. – С. 64–76. DOI: 10.14529/power200206.
6. Comparison of economic performance of lead-acid and li-ion batteries in standalone photovoltaic energy systems / J. Carroquino, C. Escriche-Martínez, L. Valiño, R. Dufo-López // Applied Sciences. – 2021. – Vol. 11 (8). – Art. no. 3587. DOI: 10.3390/app11083587.
7. Review on photovoltaic with battery energy storage system for power supply to buildings: challenges and opportunities / B. Li, Z. Liu, Y. Wu, P. Wang, R. Liu, L. Zhang // Journal of Energy Storage. – 2023. – Vol. 61. – Art. no. 106763. DOI: 10.1016/j.est.2023.106763.
8. Обухов С.Г., Плотноков И.А., Масолов В.Г. Анализ режимов работы накопителей энергии в автономных гибридных электростанциях с возобновляемыми источниками энергии // Альтернативная энергетика и экология (ISJAE). – 2018. – № 13–15. – С. 55–67. DOI: 10.15518/isjaee.2018.13-15.055-067.
9. A simple methodology for estimating battery lifetimes in Solar Home System design / N. Narayan, T. Papakosta, V. Vega-Garita, J. Popovic-Gerber, P. Bauer, M. Zeman // IEEE AFRICON. – Cape Town, South Africa, 2017. – P. 1195–1201. DOI: 10.1109/AFRCON.2017.8095652.
10. Obukhov S.G., Plotnikov I.A., Masolov V.G. Service life tests for storage batteries used in islanded power systems with renewable energy sources // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2021. – Т. 25. – № 4. – P. 463–477. DOI: 10.21285/1814-3520-2021-4-463-477.
11. Карамов Д.Н. Интеграция процесса категоризации электрохимических накопителей энергии в задачу оптимизации состава оборудования автономных энергетических Комплексов, использующих возобновляемые источники энергии // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 5. – С. 113–130. DOI: 10.18799/24131830/2019/5/262.
12. Review on battery modelling techniques / S. Tamilselvi, S. Gunasundari, N. Karuppiah, R.A. Razak, S. Madhusudan, V.M. Nagarajan, T. Sathish, M.Z.M. Shamim, C.A. Saleel, A.A. Afzal // Sustainability. – 2021. – Vol. 13. – Art. no. 10042. DOI: 10.3390/su131810042.
13. A comprehensive review of battery modeling and state estimation approaches for advanced battery management systems / Y. Wang, J. Tian, Z. Sun, L. Wang, R. Xu, M. Li, Z. Chen // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2020. – Vol. 131. – Art. no. 110015. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110015.
14. Machine-learning assisted identification of accurate battery lifetime models with uncertainty / P. Gasper, N. Collath, H.C. Hesse, A. Jossen, K. Smith // Journal of The Electrochemical Society. – 2022. – Vol. 169. – Art. no. 080518. DOI: 10.1149/1945-7111/ac86a8.
15. Prediction of battery cycle life using early-cycle data, machine learning and data management / B. Celik, R. Sandt, L.C.P. dos Santos, R. Spatschek // Batteries. – 2022. – Vol. 8. – № 12. – Art. no. 266. DOI: 10.3390/batteries8120266.
16. Обухов С.Г., Давыдов Д.Ю. Математическая модель аккумуляторной батареи с учетом физических ограничений на доступную мощность // Электрохимическая энергетика. – 2023. – Т. 23. – № 3. – С. 121–133. DOI: 10.18500/1608-4039-2023-23-3-121-133.
17. Tremblay O., Dessaint L.A. Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications // World Electric Vehicle Journal. – 2009. – Vol. 3. – № 2. – P. 289–298. DOI: 10.3390/wevj3020289.
18. Manwell J.F., McGowan J.G. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems // Solar Energy. – 1993. – Vol. 50. – № 5. – P. 399–405. DOI: 10.1016/0038-092X(93)90060-2.
19. Brik K., Ammara F. Causal tree analysis of depth degradation of the lead acid battery // Journal of Power Sources. – 2013. – Vol. 228. – P. 39–46. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2012.10.088.
20. A comprehensive review of the lithium-ion battery state of health prognosis methods combining aging mechanism analysis / Y. Xiao, J. Wen, L. Yao, J. Zheng, Z. Fang, Y. Shen // Journal of Energy Storage. – 2023. – Vol. 65. – Art. no. 107347. DOI: 10.1016/j.est.2023.107347.
21. A comprehensive review of lithium-ion batteries modeling, and state of health and remaining useful lifetime prediction / M. Elmahallawy, T. Elfouly, A. Alouani, A.M. Massoud // IEEE Access. – 2022. – Vol. 10. – P. 119040–119070. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3221137.
22. An analysis of battery degradation in the integrated energy storage system with solar photovoltaic generation / M. Lee, J. Park, S.I. Na, H.S. Choi, B.S. Bu, J. Kim // Electronics. – 2020. – Vol. 9. – Art. no. 701. DOI: 10.3390/electronics9040701.
23. Comparison of lead-acid and li-ion batteries lifetime prediction models in stand-alone photovoltaic systems / R. Dufo-López, T. Cortés-Arcos, J.S. Artal-Sevil, J.L. Bernal-Agustín // Applied Sciences. – 2021. – Vol. 11 (3). DOI: 10.3390/app11031099.
24. García-Vera Y.E., Dufo-López R., Bernal-Agustín J.L. Optimization of isolated hybrid microgrids with renewable energy based on different battery models and technologies // Energies. – 2020. – Vol. 13. DOI: 10.3390/en13030581.

25. Lifetime modelling of lead acid batteries / H. Bindner, T. Cronin, P. Lundsager, J.F. Manwell, U. Abdulwahid, I. Baring-Gould // European Union Benchmarking Research Project (ENK6-CT-2001-80576). – New York, NY, USA, 2005. – 79 p.
26. Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems / J. Schiffer, D.U. Sauer, H. Bindner, T. Cronin, P. Lundsager, R. Kaiser // *Journal of Power Sources*. – 2007. – Vol. 168. – P. 66–78. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2006.11.092.
27. CS Battery Energy CO Limited. URL: <https://www.csbatteryco.com/> (дата обращения 05.03.2024).
28. Estimating battery lifetimes in Solar Home System design using a practical modeling methodology / N. Narayan, T. Papakosta, V. Vega-Garita, Z. Qin, J. Popovic-Gerber, P. Bauer, M. Zeman // *Applied Energy*. – 2018. – Vol. 228. – P. 1629–1639. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.06.152.
29. Универсальная модель срока службы аккумуляторных батарей в автономных фотоэлектрических системах / Д.Н. Карамов, И.Р. Муфтахов, В.В. Потапов, А.А. Сыромятников, И.Н. Шушпанов // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2022. – № 2 (26). – С. 85–96. DOI: 10.38028/ESI.2022.26.2.008.
30. HOPPECKE Germany. URL: https://www.hoppecke.com/fileadmin/Redakteur/Hoppecke-Main/Products/Downloads/Montagehandbuch_geschl_EN_final.pdf (дата обращения 05.03.2024).

Информация об авторах

Сергей Геннадьевич Обухов, доктор технических наук, профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. serob@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7177-4036>

Денис Юрьевич Давыдов, кандидат технических наук, старший преподаватель отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. denisyudavydov@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0003-2998-6304>

Поступила в редакцию: 25.03.2024

Поступила после рецензирования: 18.04.2024

Принята к публикации: 16.05.2024

REFERENCES

1. Renewable power generation costs in 2022. IRENA. August 202, 208 p. Available at: www.irena.org (accessed 15 March 2024).
2. Berdnikov R., Kholkin D., Chausov I. Optimization of energy supply systems for remote and isolated territories through energy flexibility management. *Energy policy*, 2023, no. 1 (179), pp. 94–105. (In Russ.)
3. Weinand J.M., Hoffmann M., Göpfert J., Terlouw T., Schönauf J., Kuckertz P., McKenna R., Kotzur L., Linßen J., Stolten D. Global LCOEs of decentralized off-grid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023, vol. 183, art. no. 113478. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113478.
4. Ma J., Yuan X. Techno-economic optimization of hybrid solar system with energy storage for increasing the energy independence in green buildings. *Journal of Energy Storage*, 2023, vol. 61, art. no. 106642. DOI: 10.1016/j.est.2023.106642.
5. Obukhov S.G., Ibrahim A. Optimization of Equipment Composition of Hybrid Energy Systems with Renewable Energy Sources. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2020, vol. 20, no. 2, pp. 64–76. (In Russ.) DOI: 10.14529/power200206.
6. Carroquino J., Escriche-Martínez C., Valiño L., Dufo-López R. Comparison of economic performance of lead-acid and li-ion batteries in standalone photovoltaic energy systems. *Applied Sciences*, 2021, vol. 11, no. 8, Art. no. 3587. DOI: 10.3390/app11083587.
7. Li B., Liu Z., Wu Y., Wang P., Liu R., Zhang L. Review on photovoltaic with battery energy storage system for power supply to buildings: challenges and opportunities. *Journal of Energy Storage*, 2023, vol. 61, art. no. 106763. DOI: 10.1016/j.est.2023.106763.
8. Obukhov S.G., Plotnikov I.A., Masolov V.G. The analysis of operation modes of energy stores in autonomous hybrid power plants with renewable energy resources. *Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*, 2018, vol. 13–15, pp. 55–67. (In Russ.). DOI: 10.15518/isjaee.2018.13-15.055-067.
9. Narayan N., Papakosta T., Vega-Garita V., Popovic-Gerber J., Bauer P., Zeman M. A simple methodology for estimating battery lifetimes in Solar Home System design. *IEEE AFRICON*. Cape Town, South Africa, 2017. pp. 1195–1201. DOI: 10.1109/AFRCON.2017.8095652.
10. Obukhov S.G., Plotnikov I.A., Masolov V.G. Service life tests for storage batteries used in islanded power systems with renewable energy sources. *Proceedings of Irkutsk State Technical University*, 2021, vol. 25, no. 4, pp. 463–477. (In Russ.) DOI: 10.21285/1814-3520-2021-4-463-477.
11. Karamov D.N. Integration of the storage battery categorization process into the task of optimizing the equipment of standalone energy systems with renewable energy sources. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 5, pp. 113–130. (In Russ.) DOI 10.18799/24131830/2019/5/262.
12. Tamilselvi S., Gunasundari S., Karupiah N., Razak R.A., Madhusudan S., Nagarajan V.M., Sathish T., Shamim M.Z.M., Saleel C.A., Afzal A.A. Review on battery modelling techniques. *Sustainability*, 2021, vol. 13, art. no. 10042. DOI: 10.3390/su131810042.

13. Wang Y., Tian J., Sun Z., Wang L., Xu R., Li M., Chen Z. A comprehensive review of battery modeling and state estimation approaches for advanced battery management systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, vol. 131, art. no. 110015. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110015.
14. Gasper P., Collath N., Hesse H.C., Jossen A., Smith K. Machine-learning assisted identification of accurate battery lifetime models with uncertainty. *Journal of The Electrochemical Society*, 2022, vol. 169, art. no. 080518. DOI: 10.1149/1945-7111/ac86a8.
15. Celik B., Sandt R., Dos Santos L.C.P., Spatschek R. Prediction of battery cycle life using early-cycle data, machine learning and data management. *Batteries*, 2022, vol. 8 (12), art. no. 266. DOI: 10.3390/batteries8120266.
16. Obukhov S.G., Davydov D.Yu. Mathematical model of the electrochemical battery with physical constraints of available capacity. *Electrochemical Energetics*, 2023, vol. 23, no. 3, pp. 121–133. (In Russ.) DOI: 10.18500/1608-4039-2023-23-3-121-133.
17. Tremblay O., Dessaint L.A. Experimental validation of a battery dynamic model for ev applications. *World Electric Vehicle Journal*, 2009, vol. 3, no. 2, pp. 289–298. DOI: 10.3390/wevj3020289.
18. Manwell J.F., McGowan J.G. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. *Solar Energy*, 1993, vol. 50, no. 5, pp. 399–405. DOI: 10.1016/0038-092X(93)90060-2.
19. Brik K., Ammara F. Causal tree analysis of depth degradation of the lead acid battery. *Journal of Power Sources*, 2013, vol. 228, pp. 39–46. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2012.10.088.
20. Xiao Y., Wen J., Yao L., Zheng J. Fang Z., Shen Y. A comprehensive review of the lithium-ion battery state of health prognosis methods combining aging mechanism analysis. *Journal of Energy Storage*, 2023, vol. 65, art. no. 107347. DOI: 10.1016/j.est.2023.107347.
21. Elmahallawy M., Elfouly T., Alouani A., Massoud A.M. A comprehensive review of lithium-ion batteries modeling, and state of health and remaining useful lifetime prediction. *IEEE Access*, 2022, vol. 10, pp. 119040–119070. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3221137.
22. Lee M., Park J., Na S.I., Choi H.S., Bu B.S., Kim J. An analysis of battery degradation in the integrated energy storage system with solar photovoltaic generation. *Electronics*, 2020, vol. 9, art. no. 701. DOI: 10.3390/electronics9040701.
23. Dufo-López R., Cortés-Arcos T., Artal-Sevil J.S., Bernal-Agustín J.L. Comparison of lead-acid and li-ion batteries lifetime prediction models in stand-alone photovoltaic systems. *Applied Sciences*, 2021, vol. 1, art. no. 1099. DOI: 10.3390/app11031099.
24. Garcia-Vera Y.E., Dufo-López R., Bernal-Agustín J.L. Optimization of isolated hybrid microgrids with renewable energy based on different battery models and technologies. *Energies*, 2020, vol. 13. DOI: 10.3390/en13030581.
25. Bindner H., Cronin T., Lundsager P., Manwell J.F., Abdulwahid U., Baring-Gould I. Lifetime modelling of lead acid batteries. *European Union Benchmarking Research Project (ENK6-CT-2001-80576)*. New York, NY, USA, 2005. 79 p.
26. Schiffer J., Sauer D.U., Bindner H., Cronin T., Lundsager P., Kaiser R. Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems. *Journal of Power Sources*, 2007, vol. 168, pp. 66–78. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2006.11.092.
27. *Company CS Battery Energy CO Limited*. Available at: <https://www.csbattery.com/> (accessed 5 March 2024).
28. Narayan N., Papakosta T., Vega-Garita V., Qin Z., Popovic-Gerber J., Bauer P., Zeman M. Estimating battery lifetimes in Solar Home System design using a practical modeling methodology. *Applied Energy*, 2018, vol. 228, pp. 1629–1639. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.06.152.
29. Karamov D.N., Muftahov I.R., Potapov V.V., Syromyatnikov A.A., Shushpanov I.N. A universal model of battery life in autonomous photovoltaic systems. *Information and mathematical technologies in science and management*, 2022, vol. 2 (26), pp. 85–96. (In Russ.) DOI: 10.38028/ESI.2022.26.2.008.
30. *HOPPECKE Germany*. Available at: https://www.hoppecke.com/fileadmin/Redakteur/Hoppecke-Main/Products/Downloads/Montagehandbuch_geschl_EN_final.pdf (accessed 5 March 2024).

Information about the authors

Sergey G. Obukhov, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. serob@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7177-4036>

Denis Yu. Davydov, Cand. Sc., Senior Lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. denisyudavydov@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0003-2998-6304>

Received: 25.03.2024

Revised: 18.04.2024

Accepted: 16.05.2024