

Научная статья

УДК 621.355.9

DOI: 10.26730/1816-4528-2023-3-13-21

Бельский Алексей Анатольевич, Емельянов Евгений Александрович

Санкт-Петербургский горный университет

E-mail: s225028@stud.spmi.ru

АНАЛИЗ СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ УЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИК ЛИТИЙ-ИОННЫХ АККУМУЛЯТОРОВ НА ОЦЕНКУ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ГИБРИДНОГО КОМПЛЕКСА С ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ**Информация о статье**

Поступила:

31 мая 2023 г.

Одобрена после

рецензирования:

15 июня 2023 г.

Принята к печати:

27 июня 2023 г.

Опубликована:

11 июля 2023 г.

Ключевые слова:

автономный гибридный комплекс, ветроэлектрическая установка, дизельная электростанция, система накопления энергии, деградация аккумулятора

Аннотация.

Больше двух третей территории России удалены от централизованной системы электроснабжения, а именно там располагаются основные участки добычи полезных ископаемых, а также большое количество удаленных поселений. Несмотря на заметный рост применения автономных гибридных комплексов все еще остаются проблемы, связанные с их проектированием, технической реализацией и эксплуатацией, которые обусловлены непостоянством и непредсказуемостью ветрового потока. Точное моделирование работы автономного гибридного комплекса с ветроэлектрической установкой является актуальной задачей, решение которой позволит повысить эффективность проектирования и оценки жизненного цикла таких систем. Однако современные модели представлены в значительно упрощенном варианте. В работе рассматривается проблема повышения точности моделирования систем накопления энергии в составе автономных гибридных комплексов на базе ветроэлектрической установки с дизельной электростанцией. Представлено обоснование актуальности проблемы, описаны математические выражения для моделирования системы накопления энергии. Результаты моделирования показывают расхождение значений вклада системы накопления энергии до 25% и расхода дизельного топлива до 9% между авторской и типовыми моделями. Установлена зависимость этих расхождений от мощности ветроэлектрической станции и емкости системы накопления энергии.

Для цитирования: Бельский А.А., Емельянов Е.А. Анализ степени влияния учета характеристик литий-ионных аккумуляторов на оценку жизненного цикла гибридного комплекса с ветроэлектрической установкой // Горное оборудование и электромеханика. 2023. № 3 (167). С. 13-21. DOI: 10.26730/1816-4528-2023-3-13-21, EDN: APNVOM

Одним из предлагаемых решений проблемы снабжения децентрализованных участков является внедрение автономных гибридных комплексов (АГК) на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) с дизельной электростанции (ДЭС) [1]. Применение таких систем позволяет повысить энергоэффективность и рентабельность снабжения удаленных объектов, а также благоприятно влияет на экологию, поскольку снижает негативное воздействие ДЭС [2].

Современные исследователи рассматривают внедрение АГК для электроснабжения объектов

минерально-сырьевого комплекса [3-4], в том числе расположенных в арктической зоне [5]. Ученые прибегают к различным методам исследований от математического моделирования [6] и программирования [7] до эвристических алгоритмов [8], что позволяет повысить эффективность при проектировании и оценке режимов работы оборудования [9].

Несмотря на разнообразие возможных методов, все они основываются на математических выражениях, описывающих работу генерирующего оборудования. Математическое описание ветроэлектрических установок (ВЭУ) в различных научных ра-

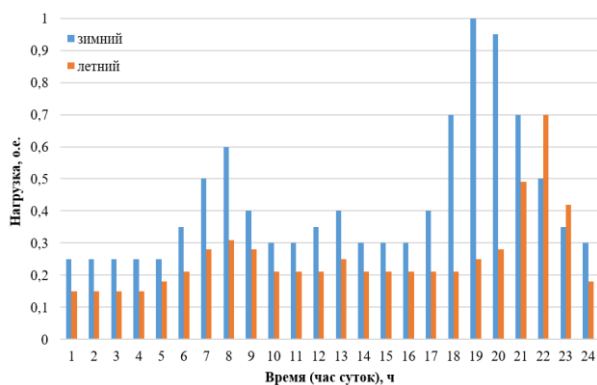


Рис. 1. Типовой суточный график нагрузки децентрализованного потребителя [28]

Fig. 1. Typical daily load schedule for decentralized consumer

ботах схоже [10-11], как и описание ДЭС [12-13]. Моделирование характера нагрузки также не представляет проблем для исследователей [14].

В то же время математическое описание систем накопления энергии (СНЭ) представлено в значительно упрощенном варианте [15]. Простота представления СНЭ вызвана сложностью моделирования, особенно для больших промежутков времени, которые в случае гибридных комплексов, как правило, принимают равными 20 годам [16], а также ограниченным опытом оценки старения аккумуляторов, подтвержденным экспериментально [17].

Современные исследования не дают однозначного ответа о необходимости внедрения СНЭ в состав оборудования АГК. Одни авторы говорят об экономической нецелесообразности [18], другие об обязательном использовании СНЭ для обеспечения непрерывности электроснабжения на время пуска генераторов и/или для повышения надежности электроснабжения [19].

Возможным решением указанного вопроса является повышение точности моделирования СНЭ путем учета большего количества параметров. Таким образом, уточнение математической модели СНЭ в составе электротехнического комплекса является актуальной задачей, решение которой позволит точнее определять технический и экономический эффект от внедрения АГК.

Типовые математические модели СНЭ

В научных работах, посвященных моделированию гибридных комплексов, используется представление систем накопления энергии как емкости, без учета времени и токов заряда/разряда. Так, в работе [20] авторы предполагают, что батарея заряжается и разряжается с необходимой скоростью в пределах, налагаемых состоянием заряда и глубиной разряда, не обладая при этом никакими другими характеристиками.

Параметры, которые учитывают исследователи:

- емкость СНЭ и связанная с ней глубина разряда, принимаемая равной 80% [21];
- саморазряд СНЭ [22];
- КПД заряда и разряда [23];

- срок службы СНЭ, который выражается либо в годах эксплуатации (10-15 лет) [24], либо в количестве циклов заряда/разряда, принимаемом в различных работах в диапазоне от 1500 до 3500 циклов [25].

Таким образом, современные типовые математические модели СНЭ не учитывают максимальный ток заряда/разряда, а также деградацию емкости СНЭ по мере их эксплуатации, что может приводить к неверной оценке режимов работы комплекса и сроков эксплуатации.

Авторская математическая модель СНЭ

Основными факторами, влияющими на работу СНЭ и их деградацию, являются:

- температура, при которой работает СНЭ;
- диапазон уровня заряда, в котором работает СНЭ;
- значения токов заряда и разряда;
- КПД;

Таблица 1. Параметры комплекса и нагрузки [27].

Table 1. Complex and load parameters.

Параметры	Значения параметров
Мощность ВЭС	550 кВт
Высота башни ВЭУ	55 м
Мин-ая скорость ветра ВЭУ	3,5 м/с
Макс-ая скорость ветра ВЭУ	25 м/с
Ном-ая скорость ветра ВЭУ	14 м/с
Мощность ДЭС	876 кВт
Максимальная нагрузка	650 кВт
Минимальная нагрузка	100 кВт

- уменьшение емкости СНЭ по мере его эксплуатации;

- количество циклов разряда/заряда.

Температура СНЭ в данной работе принята равной 25°C. Глубина разряда составляет 80% от номинального заряда. Ток разряда влияет на значение глубины разряда, которая снижается по мере увеличения тока. В работе при токе 0,2С глубина разряда равна 80%, при токе 0,5С – 70%, а при 1С – 65% согласно типовому графику разряда литий-ионного аккумулятора [26]. Также учитывается саморазряд СНЭ, принятый равным 7% в месяц. Замена СНЭ производится после 2200 циклов заряда/разряда.

Моделирование работы АГК

В данной работе рассматривается влияние учета параметров моделирования системы накопления энергии в составе автономного гибридного ветродизельного комплекса, используемого в поселке Никольское, Камчатский край. Параметры комплекса и нагрузки указаны в Таблице 1.

Модель сравнивает генерацию ВЭС с графиком нагрузки и принимает решение о дальнейшем использовании СНЭ и/или ДЭС. В работе используется типовой суточный график нагрузки, характерный для децентрализованного потребителя, изображенный на Рис. 1.

Таблица 1. Параметры комплекса и нагрузки [27].
Table 1. Complex and load parameters.

Параметры	Значения параметров
Мощность ВЭС	550 кВт
Высота башни ВЭУ	55 м
Мин-ая скорость ветра ВЭУ	3,5 м/с
Макс-ая скорость ветра ВЭУ	25 м/с
Ном-ая скорость ветра ВЭУ	14 м/с
Мощность ДЭС	876 кВт
Максимальная нагрузка	650 кВт
Минимальная нагрузка	100 кВт

Нагрузка на графике представлена в относительных единицах, где за базисное значение принята максимальная мощность нагрузки. В работе принято допущение о статичности графика нагрузки в течение сезона, различие между будними и выходными днями также не учитывается.

Расчет генерируемой мощности ВЭС производится на основе уравнения (1) с учетом почасовых значений скорости из базы данных NASA и входных параметров ВЭУ [29].

$$P_{\text{вэу}} = \begin{cases} 0, V < V_{\min} \\ P_{\text{ном}} \cdot \eta \cdot \left(\frac{V^3 - V_{\min}^3}{V^3 - V_{\text{ном}}^3} \right), V_{\min} < V \\ P_{\text{ном}} \cdot \eta, V_{\text{ном}} < V < V_{\max} \\ 0, V > V_{\max} \end{cases}, \quad (1)$$

где V – скорость ветра; V_{\min} – минимальная скорость ветра ВЭУ; $V_{\text{ном}}$ – номинальная скорость ветра ВЭУ; V_{\max} – максимальная скорость ветра ВЭУ; $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность ВЭУ; η – КПД генератора и механической передачи (принят равным 0,9).

Дизельная электростанция используется в часы дефицита энергии от ВЭС и СНЭ. Расчет потребления топлива ДЭС производится по формуле [30]:

$$F_{\text{дэс}}(t) = a_1 \cdot P_{\text{н дэс}} + a_2 \cdot P_{\text{дэс}}(t), \quad (2)$$

где $a_1 = 0,0851$, $a_2 = 0,2461$ – эмпирические коэффициенты, л/кВт·ч; $P_{\text{н дэс}}$ – номинальная мощность ДЭС, кВт.; $P_{\text{дэс}}(t)$ – текущая мощность ДЭС, кВт.

Для оценки работы ДЭС также рассчитывается количество моточасов [31]:

$$\text{МТЧ} = N_{\text{ч}} + 5 \cdot N_{\text{вкл}}, \quad (3)$$

где МТЧ – количество моточасов; $N_{\text{ч}}$ – количество часов работы ДЭС; $N_{\text{вкл}}$ – количество циклов пуск-остановка ДЭС. Один цикл пуск-остановка ДЭС принят равным 5 моточасам [31].

В часы с излишками возобновляемой энергии происходит заряд СНЭ, если это возможно. В часы недостаточной мощности от ВЭС происходит разряд СНЭ, если уровень их заряда выше минимального.

В цикле определения тока происходит сравнение трех токов:

- максимальный ток батареи, определяемый изготовителем и принятый равным 1С;

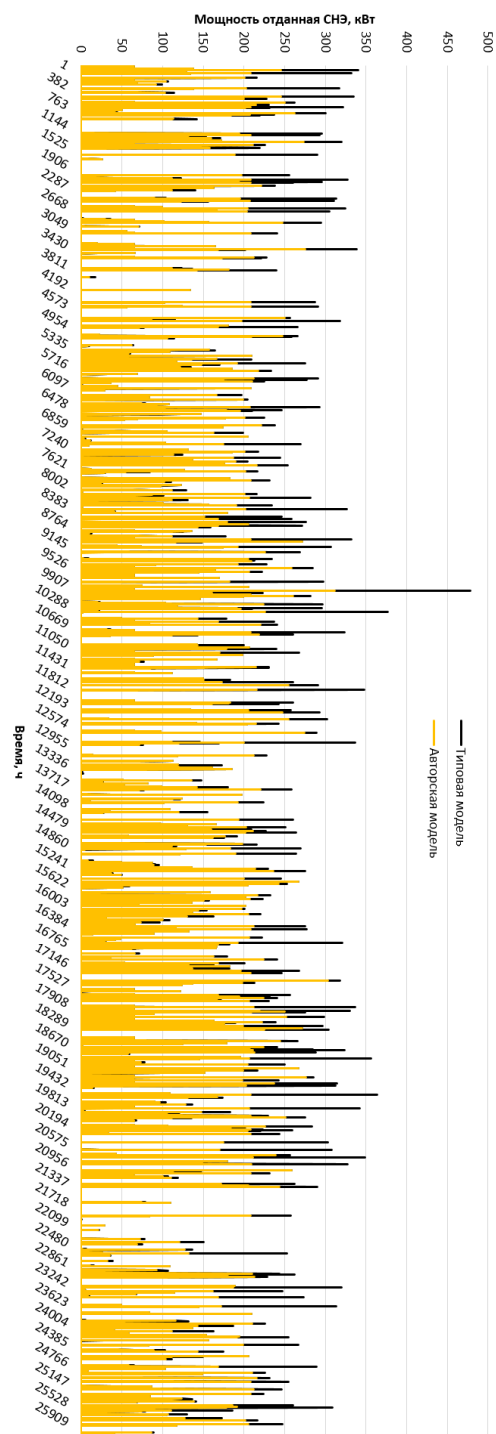


Рис. 2 График мощности, переданной СНЭ на нагрузку в течение 3 лет (материал авторов)
Fig. 2. Diagram of power transmitted to the SNE to load over 3 years

- ток спроса, обусловленный разницей между потреблением и генерацией, определяемый формулой:

$$I_{\text{спр}} = \pm \frac{P_{\text{н}} - P_{\text{вэс}}}{U}, \quad (4)$$

где $P_{\text{н}}$ – мощность нагрузки, кВт.; $P_{\text{вэс}}$ – мощность ветростанции, кВт.; U – напряжение сети, принятое равным 0,4 кВ. При заряде перед выражением ставится знак «-», при разряде «+».

Таблица 2. Результаты работы авторской модели (материал авторов).

Table 2. The results of the author's model.

Емкость СНЭ, кВт·ч	Вклад СНЭ, %	Вклад ДЭС, %	Потери ВЭ, %	ДТ, тонн	МЧТ, тыс.	Износ СНЭ
50	2,5	46,7	29,3	9485	390,8	1,4
1 300	4,0	45,2	27,5	9177	376,1	1,1
1 950	5,2	44,0	26,1	8933	364,9	1,0
2 600	6,5	42,7	24,6	8679	353,4	0,8
3 250	7,6	41,5	23,3	8445	343,3	0,8
3 900	8,7	40,5	22,1	8230	334,4	0,7
4 550	9,7	39,5	21,0	8036	326,2	0,7
5 200	10,6	38,6	19,9	7859	318,8	0,7
5 850	11,4	37,8	18,9	7696	312,4	0,6
6 500	12,1	37,0	18,0	7549	306,6	0,6

Таблица 3. Сравнение типовой и авторской модели (материал авторов).

Table 3. Comparison typical and author's model.

Емкость СНЭ, кВт·ч	Вклад СНЭ, %	Вклад ДЭС, %	Потери ВЭ, %	ДТ, %	МЧТ, %	Износ СНЭ, %
650	-25,4	1,8	2,2	2,2	2,7	-2,9
1 300	-24,8	3,0	4,4	3,2	3,8	-1,8
1 950	-24,4	4,0	6,5	4,1	4,8	-1,0
2 600	-21,9	4,4	7,6	4,5	5,0	-1,0
3 250	-19,7	4,7	8,7	4,8	5,0	-
3 900	-17,7	4,9	9,7	4,8	5,0	-
4 550	-16,3	5,00	10,4	4,9	4,9	-
5 200	-15,1	5,1	11,0	5,0	5,0	-
5 850	-14,1	5,2	11,5	5,2	5,1	-
6 500	-13,4	5,4	11,9	5,2	5,2	-

- доступный ток, зависящий от уровня заряда батареи, рассчитываемый по формулам (5) для заряда (определяемый свободной емкостью) и (8) для разряда (определяемый текущим уровнем заряда):

$$I_{\text{дост}} = \frac{C_{\text{max}} \cdot MSC - C}{\text{КПД}}, \quad (5)$$

где C_{max} – максимальная емкость СНЭ, кВт·ч; MSC – максимальный уровень заряда СНЭ, %; C – текущий заряд СНЭ, кВт·ч; КПД – зависящий от значения тока разряда, определяемого по формуле:

$$I = \frac{C_{\text{max}} \cdot MSC - C}{C_{\text{max}}}, \quad (6)$$

Чтобы учесть зарядную характеристику тока, принято допущение, что на протяжении интервала моделирования ток умножается на коэффициент k , который для токов ниже 0,5C равен 1, а для остальных определяется выражением:

$$k = 0.5 + \left(1 - \frac{I}{C_{\text{max}}}\right), \quad (7)$$

В случае разряда доступный ток определяется с точки зрения максимальной отданной энергии. Для этого для каждого возможного значения тока определяется получаемая нагрузкой энергия.

$$E = C - C_{\text{max}} \cdot (1 - DOD), \quad (8)$$

где DOD – глубина разряда СНЭ, которая зависит от значения тока разряда, %.

Заряд и разряд производятся минимальным из указанных токов для каждой итерации. После определения тока происходит изменение емкости СНЭ с учетом КПД, а также определяется энергия, отданная СНЭ нагрузке.

Максимальная емкость батарей изменяется по формуле:

$$C_{\text{max}} = C_{\text{max}} \cdot \frac{(100 - BR \cdot CC)}{100}, \quad (9)$$

где BR – скорость деградации СНЭ за один цикл заряда/разряда (принята 0,02 %/цикл), CC – количество прошедших циклов заряда/разряда.

Результаты моделирования

Для указанных параметров проведено моделирование с данными скорости за 20 лет. Различие между типовыми и авторской моделями наиболее заметно на графике мощности переданной нагрузки от СНЭ на Рис. 2.

Как видно из графика, в большинстве случаев разряда СНЭ отдаваемая мощность переоценивается при использовании типовой модели. Расхождение результатов между типовой и авторской моделями тем больше, чем больше мощность разряда, что наглядно видно на двух пиках свыше 450 кВт для типовой модели.

Главным образом это происходит потому, что в типовой модели ток, необходимый для передачи мощности СНЭ, превышает максимальный разрядный ток, учитываемый авторской моделью.

Наибольшую важность расхождение результатов моделирования приобретает при оценке гарантированного электроснабжения, когда согласно типовой модели нагрузка была обеспечена за счет СНЭ, однако в действительности этого не произойдет. По этой же причине количество включений и выключений ДЭС также будет отличаться. Указанное расхождение результатов необходимо учитывать при разработке алгоритмов управления генерирующим оборудованием [32], выборе и оптимизации параметров АГК.

На основе моделирования работы комплекса по типовой и авторской моделям получены значения следующих параметров:

- Вклад СНЭ, % – отношение энергии, переданной нагрузке от СНЭ ко всей энергии потребленной нагрузкой;

- Вклад ДЭС, % – отношение энергии, переданной нагрузке от ДЭС ко всей энергии потребленной нагрузкой;

- Потери ВЭ, % – отношение неиспользованной избыточной энергии ВЭС ко всей энергии, потребленной нагрузкой;

- ДТ, тонн – расход дизельного топлива;

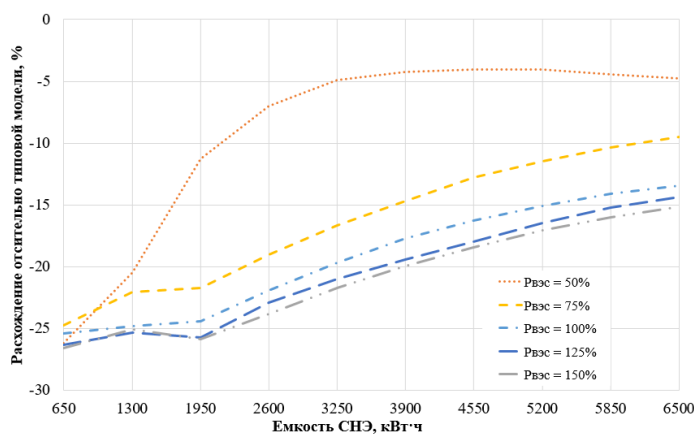


Рис. 3. График расхождения вклада СНЭ (материал авторов).

Fig. 3. The graph of the divergence of the ESS contribution

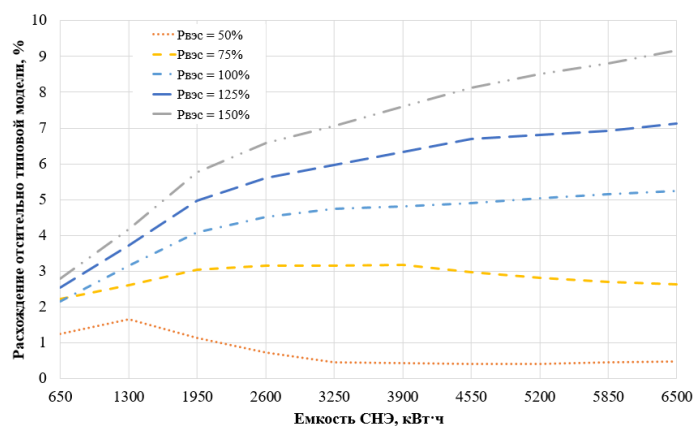


Рис. 4. График расхождения потребления дизельного топлива (материал авторов).

Fig. 4. Diagram of diesel consumption divergence

- МЧТ – моточасы работы ДЭС;

- Износ СНЭ – отношение произведенных циклов заряда/разряда к числу циклов, после которого производится замена СНЭ.

В Таблице 2 приведены результаты, полученные при использовании авторской модели.

Расчеты производились для различных значений емкости СНЭ, кратных значению максимальной нагрузки.

Несмотря на значительную емкость, вклад СНЭ мал ввиду того, что большую часть времени СНЭ или разряжены до минимального значения, или не используются, так как ВЭС обеспечивает нагрузку полностью.

В Таблице 3 приведены значения расхождения результатов авторской и типовой моделей в процентах относительно типовой модели.

Как видно из таблицы, наибольшее расхождение приходится на количество отданной энергии, которое у типовых моделей значительно выше, чем у авторской.

Вклад ДЭС, расход топлива, количество моточасов и потери возобновляемой энергии при использовании типовой модели в одинаковой степени меньше относительно авторской. Помимо этого, по мере увеличения емкости СНЭ расхождение значений потерь возобновляемой энергии увеличивается

ся, что приводит к расхождению в оценке надежности комплекса [33].

Также было проведено моделирование для различных значений мощности ВЭС, равных 50, 75, 125 и 150% относительно базового значения из Таблицы 1. Результаты моделирования приведены на Рис. 3 и 4.

Как видно из графика на Рис. 3, по мере увеличения емкости СНЭ расхождение значений вклада СНЭ снижается до уровня около 10%. Характер изменения расхождения одинаков для мощностей ВЭС, равных 75, 100, 125 и 150% от номинальной (см. Таблица 1). Ввиду того, что в работах, посвященных оптимизации состава гибридного комплекса, зачастую предлагаются небольшие значения емкости СНЭ, расхождение вклада СНЭ на 25% является значительным.

На Рис. 4 представлен график расхождения потребления дизельного топлива для различных значений емкости СНЭ и мощность ВЭС. По мере увеличения как емкости СНЭ, так и мощности ВЭС различие между типовой и авторской моделями увеличивается, что, хоть и в меньшей степени, также оказывает влияние на оценку как технических, так и экономических параметров гибридного комплекса.

Заключение

1. Обоснована актуальность проблемы повышения точности моделирования систем накопления энергии в составе автономных гибридных комплексов.

2. Сформулированы математические выражения для моделирования системы накопления энергии.

3. По результатам математического моделирования выявлено расхождение значений вклада системы накопления энергии до 25%, а также расхода дизельного топлива до 9% авторской модели относительно типовых.

4. По результатам математического моделирования установлена зависимость расхождения значений вклада системы накопления энергии и потребления дизельного топлива от значений мощности ветроэлектрической станции и емкости системы накопления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Aberilla J. M. [et al.] Design and environmental sustainability assessment of small-scale off-grid energy systems for remote rural communities // Applied Energy. 2020. Т. 258. С. 114004.
2. Suslov K. V. A microgrid concept for isolated territories of Russia. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. 2012.
3. Абрамович Б. Н., Яковлева Э. В. Фотоэлектрическая станция прямого преобразования для объектов минерально-сырьевого комплекса // Записки Горного института. 2012. Т.196. С. 210–213.
4. Shklyarskiy Y. E., Starshaya V. V. Autonomous complex for electro-thermal heating of oil wells fed by a photovoltaic installation // E3S Web of Conferences.

EDP Sciences, 2021. Т. 266. С. 04006. (<https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126604006>)

5. Stroykov G., Cherepovitsyn A.Y., Iamshchikova E. A. Powering Multiple Gas Condensate Wells in Russia's Arctic: Power Supply Systems Based on Renewable Energy Sources // *Resources* 2020, Vol. 9, Page 130.

6. Márza C. M. [et al.] Case study regarding the conversion efficiency of small horizontal axis turbines // *Procedia Engineering*. 2017. V. 181.

7. Rahimi M., Ardakani F. J., Ardakani A. J. Optimal stochastic scheduling of electrical and thermal renewable and non-renewable resources in virtual power plant // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021. V. 127. P. 106658.

8. Lavrik A., Zhukovskiy Y., Tsvetkov P. Optimizing the size of autonomous hybrid microgrids with regard to load shifting // *Energies*. 2021. V. 14. №. 16. P. 5059.

9. Жуковский Ю. Л., Малькова Я. М. Классификация способов повышения эффективности процесса измельчения и реализация энергоэффективных алгоритмов управления двухдвигательным электроприводом мельницы // *Горное оборудование и электромеханика*. 2022. №. 4. С. 20–35.

10. Liu Z. [et al.] Energy storage capacity optimization for autonomy microgrid considering CHP and EV scheduling // *Applied Energy*. 2018. Т. 210. С. 1113–1125.

11. Zhang W., Maleki A., Rosen M. A. A heuristic-based approach for optimizing a small independent solar and wind hybrid power scheme incorporating load forecasting // *Journal of Cleaner Production*. 2019. Т. 241. С. 117920.

12. Kusakana K., Vermaak H. J. Hybrid diesel generator/renewable energy system performance modeling // *Renewable energy*. 2014. Т. 67. С. 97–102.

13. Chowdhury T. [et al.] Developing and evaluating a stand-alone hybrid energy system for Rohingya refugee community in Bangladesh // *Energy*. 2020. Т. 191. С. 116568.

14. Жуковский Ю. Л., Королев Н. А., Малькова Я. М. Мониторинг состояния измельчения в барабанных мельницах по результирующему моменту на валу // *Записки Горного института*. 2022. Т. 256. С.686–700. DOI: 10.31897/PMI.2022.91

15. Zhang W. [et al.] Optimization with a simulated annealing algorithm of a hybrid system for renewable energy including battery and hydrogen storage // *Energy*. 2018. Т. 163. С. 191–207.

16. Mostafaeipour A. [et al.] Statistical evaluation of using the new generation of wind turbines in South Africa // *Energy Reports*. 2020. V. 6. P. 2816–2827.

17. Wenzl H. [et al.] Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery // *Journal of power sources*. 2005. Т. 144. №. 2. С. 373-384.

18. Лаврик А. Ю., Жуковский Ю. Л., Максимов Н. А. Определение оптимального состава резервируемой гибридной ветро-солнечной электростанции // *Промышленная энергетика*. 2019. №10. С. 47–53.

19. Абрамович Б. Н. Система бесперебойного электроснабжения предприятий горной промышленности // *Записки горного института*. 2018. Т. 229. С. 31–40.

20. Abdin Z., Mérida W. Hybrid energy systems for off-grid power supply and hydrogen production based on renewable energy: A techno-economic analysis // *Energy Conversion and management*. 2019. Т. 196. С. 1068-1079.

21. Das B. K. [et al.] Influence of energy management strategies and storage devices on the techno-enviro-economic optimization of hybrid energy systems: A case study in Western Australia // *Journal of Energy Storage*. 2022. Т. 51. С. 104239.

22. Zhang Y. [et al.] Life cycle optimization of renewable energy systems configuration with hybrid battery/hydrogen storage: a comparative study // *Journal of Energy Storage*. 2020. Т. 30. С. 101470.

23. Kiehadrouinezhad M. [et al.] Optimization of wind/solar energy microgrid by division algorithm considering human health and environmental impacts for power-water cogeneration // *Energy Conversion and Management*. 2022. Т. 252. С. 115064.

24. Das B. K. [et al.] Techno-economic and environmental assessment of a hybrid renewable energy system using multi-objective genetic algorithm: A case study for remote Island in Bangladesh // *Energy Conversion and Management*. 2021. Т. 230. С. 113823.

25. Bonkile M. P., Ramadesigan V. Power control strategy and economic analysis using physics-based battery models in standalone wind–battery systems // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2022. Т. 54. С. 102828.

26. «Электросхема» – Электронный ресурс URL: <https://electro-shema.ru/chertezhi/indikator-razryada-li-ion.html> (Дата обращения 01.05. 2023)

27. Проекты ПАО «Передвижная энергетика»- Электронный ресурс URL: <http://xn----7sbbfhcgaebgxcg2a2bcytk6b4ppb.xn--p1ai/projects/veu-v-pos-nikolskoe/> (Дата обращения: 1.05.2023)

28. Лукутин Б. В., Муравлев И. О., Плотников И. А. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями. Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015.

29. Rajanna S., Saini, R. P. Development of optimal integrated renewable energy model with battery storage for a remote Indian area // *Energy*. 2016. 111. P. 803–817.

30. Лаврик А. Ю. [и др.] Особенности выбора оптимального состава ветро-солнечной электростанции с дизельными генераторами // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2020. Т. 22. №. 1. С. 10–17.

31. Николаев В. В. Обоснование параметров ветродизельных энергокомплексов с учетом местного ветропотенциала и графиков нагрузки: дис. – по специальности 05.14. 08. М.: ФБГУ ВИЭСХ, 2016.

32. Шклярский Я. Э., Батуева Д. Е. Разработка алгоритма выбора режимов работы комплекса электроснабжения с ветродизельной электростан-

цией // Journal of Mining Institute. 2022. Т. 253. С. 115–126.
33. Al-Falahi M. D. A., Jayasinghe S. D. G., Enshaei H. A review on recent size optimization methodologies

for standalone solar and wind hybrid renewable energy system // Energy conversion and management. 2017. V. 143. p. 252–274.

© 2023 Автор. Эта статья доступна по лицензии Creative Commons «Attribution» («Атрибуция») 4.0 Всемирная (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Об авторах:

Бельский Алексей Анатольевич, кандидат техн. наук, доцент кафедры электроэнергетики и электромеханики, Санкт-Петербургский горный университет, (199106, Россия, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2), e-mail: s225028@stud.spmi.ru

Емельянов Евгений Александрович, аспирант, Санкт-Петербургский горный университет, (199106, Россия, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2)

Заявленный вклад авторов:

Бельский А.А. – постановка исследовательской задачи; научный менеджмент; обзор соответствующей литературы; концептуализация исследования; написание текста, сбор и анализ данных; выводы; написание текста.

Емельянов Е.А. – постановка исследовательской задачи; научный менеджмент; обзор соответствующей литературы; концептуализация исследования; написание текста, сбор и анализ данных; выводы; написание текста.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Original article

DOI: 10.26730/1816-4528-2023-3-13-21

Aleksey A. Belskiy, Evgeniy A. Emelyanov

St. Petersburg Mining University

*E-mail: s225028@stud.spmi.ru

ANALYSIS OF THE DEGREE OF INFLUENCE OF CONSIDERING THE CHARACTERISTICS OF LITHIUM-ION BATTERIES ON THE LIFE CYCLE ASSESSMENT OF A HYBRID COMPLEX WITH A WIND TURBINE



Article info

Received:

31 May 2023

Accepted for publication:

15 June 2023

Accepted:

27 June 2023

Published:

11 July 2023

Keywords: autonomous hybrid complex, wind power plant, diesel power plant, energy storage system, battery degradation.

Abstract.

More than two-thirds of Russia's territory is remote from the centralized power supply system, and that is where the main mining areas are located, as well as a large number of remote settlements. Despite a noticeable increase in the use of autonomous hybrid complexes, there are still problems associated with their design, technical implementation and operation, which are due to the variability and unpredictability of the wind flow. Accurate modeling of autonomous hybrid complex with a wind turbine is an urgent task, the solution of which will improve the efficiency of design and assessment of the life cycle of such systems. However, modern models are presented in a considerably simplified version. This paper deals with the problem of improving the accuracy of modeling energy storage systems as a part of autonomous hybrid complexes based on wind power plant with a diesel power plant. The article provides the rationale for the problem and describes mathematical expressions for modeling energy storage systems. The results of modeling show the discrepancy between the energy storage system's contribution up to 25 % and diesel fuel consumption up to 9 % between the author's and typical models. The dependence of these discrepancies on the capacity of wind power station and the energy storage system capacity was established

For citation: Belskiy A.A., Emelyanov E.A. Analysis of the degree of influence of considering the characteristics of lithium-ion batteries on the life cycle assessment of a hybrid complex with a wind turbine. *Mining Equipment and Electromechanics*, 2023; 3(167):13-21 (In Russ., abstract in Eng.). DOI: 10.26730/1816-4528-2023-3-13-21, EDN: APNVOM

REFERENCES

1. Aberilla J.M. [et al.] Design and environmental sustainability assessment of small-scale off-grid energy systems for remote rural communities. *Applied Energy*. 2020; 258:114004.
2. Suslov K.V. A microgrid concept for isolated territories of Russia. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. 2012.
3. Abramovich B.N., Yakovleva E.V. Photovoltaic station of direct conversion for objects of mineral complex. *Journal of Mining Institute*. 2012; 196:210–213.
4. Shklyarskiy Y.E., Starshaya V.V. Autonomous complex for electro-thermal heating of oil wells fed by a photovoltaic installation. *E3S Web of Conferences*. EDP Sciences. 2021; 266:04006. (<https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126604006>)
5. Stroykov G., Cherepovitsyn A.Y., Iamshchikova E.A. Powering Multiple Gas Condensate Wells in Russia's Arctic: Power Supply Systems Based on Renewable Energy Sources. *Resources*. 2020; 9:130.
6. Mârza C. M. [et al.] Case study regarding the conversion efficiency of small horizontal axis turbines. *Procedia Engineering*. 2017; 181.
7. Rahimi M., Ardakani F.J., Ardakani A.J. Optimal stochastic scheduling of electrical and thermal renewable and non-renewable resources in virtual power plant. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021; 127:106658.
8. Lavrik A., Zhukovskiy Y., Tsvetkov P. Optimizing the size of autonomous hybrid microgrids with regard to load shifting. *Energies*. 2021; 14(16):5059.
9. Zhukovsky Y.L., Malkova Y.M. Classification of ways to improve the efficiency of the grinding process and the implementation of energy-efficient control algorithms for the two-motor electric mill drive. *Mining Equipment and Electromechanics*. 2022; 4:20–35.
10. Liu Z. [et al.] Energy storage capacity optimization for autonomy microgrid considering CHP and EV scheduling. *Applied Energy*. 2018; 210:1113–1125.
11. Zhang W., Maleki A., Rosen M.A. A heuristic-based approach for optimizing a small independent solar and wind hybrid power scheme incorporating load forecasting. *Journal of Cleaner Production*. 2019; 241:117920.
12. Kusakana K., Vermaak H. J. Hybrid diesel generator/renewable energy system performance modeling. *Renewable energy*. 2014; 67:97–102.
13. Chowdhury T. [et al.] Developing and evaluating a stand-alone hybrid energy system for Rohingya refugee community in Bangladesh. *Energy*. 2020; 191:116568.
14. Zhukovsky Y.L., Korolev N.A., Malkova Y.M. Monitoring of grinding in drum mills by the resultant torque on the shaft. *Journal of Mining Institute*. 2022; 256:686–700. DOI:10.31897/PMI.2022.91
15. Zhang W. [et al.] Optimization with a simulated annealing algorithm of a hybrid system for renewable energy including battery and hydrogen storage. *Energy*. 2018; 163:191–207.
16. Mostafaeipour A. [et al.] Statistical evaluation of using the new generation of wind turbines in South Africa. *Energy Reports*. 2020; 6:2816–2827.
17. Wenzl H. [et al.] Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery. *Journal of power sources*. 2005; 144(2):373–384.
18. Lavrik A.Y., Zhukovsky Y.L., Maksimov N.A. Determination of optimal composition of a redundant hybrid wind-solar power plant. 2019; 10:47–53.
19. Abramovich B.N. The system of uninterrupted power supply of mining enterprises. *Journal of Mining Institute*. 2018; 229:31–40.
20. Abdin Z., Mérida W. Hybrid energy systems for off-grid power supply and hydrogen production based on renewable energy: A techno-economic analysis. *Energy Conversion and management*. 2019; 196:1068–1079.
21. Das B. K. [et al.] Influence of energy management strategies and storage devices on the techno-enviro-economic optimization of hybrid energy systems: A case study in Western Australia. *Journal of Energy Storage*. 2022; 51:104239.
22. Zhang Y. [et al.] Life cycle optimization of renewable energy systems configuration with hybrid battery/hydrogen storage: a comparative study //Journal of Energy Storage. 2020; 30:101470.
23. Kiehadrouinezhad M. [et al.] Optimization of wind/solar energy microgrid by division algorithm considering human health and environmental impacts for power-water cogeneration. *Energy Conversion and Management*. 2022; 252:115064.
24. Das B.K. [et al.] Techno-economic and environmental assessment of a hybrid renewable energy system using multi-objective genetic algorithm: A case study for remote Island in Bangladesh. *Energy Conversion and Management*. 2021; 230:113823.
25. Bonkile M.P., Ramadesigan V. Power control strategy and economic analysis using physics-based battery models in standalone wind-battery systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2022; 54:102828.
26. "Electrical Diagram" – Electronic resource URL: <https://electro-shema.ru/chertezhi/indikator-razryada-li-ion.html> (Accessed 01.05.2023)
27. Projects of PJSC "Mobile Power Engineering" - Electronic resource URL: <http://xn----7sbbfhcgaebgxcg2a2bcytk6b4ppb.xn--plai/projects/veu-v-pos-nikolskoe/> (Access date: 1.05.2023)
28. Lukutin B.V., Muravlev I.O., Plotnikov I.A. Power supply systems with wind and solar power

plants. Tomsk: Publishing house of Tomsk Polytechnic University; 2015.

29. Rajanna S., Saini R.P. Development of optimal integrated renewable energy model with battery storage for a remote Indian area. *Energy*. 2016; 111:803–817.

30. Lavrik A.Yu. [et al.] Features of the choice of optimal composition of wind-solar power plant with diesel generators. *Izvestiya vysshee izuchennykh obrazovaniyakh. Problems of power engineering*. 2020; 22(1):10–17.

31. Nikolaev V.V. Justification of the parameters of wind-diesel energy complexes, taking into account the

local wind potential and load schedules: Ph. - specialty 05.14. 08. Moscow : FGBNU VIESH; 2016.

32. Shklarsky Y.E.E., Batueva D.E. Development of an algorithm for selecting modes of operation of power supply complex with a wind-diesel power plant. *Journal of Mining Institute*. 2022; 253:115–126.

33. Al-Falahi M.D.A., Jayasinghe S.D.G., Enshaei H. A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system. *Energy conversion and management*. 2017; 143:252–274.

© 2023 The Author. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

The author declare no conflict of interest.

About the author:

Aleksey A. Belskiy, C. Sc. in Engineering, Associate Professor, St. Petersburg Mining University, (199106, Russia, St. Petersburg, 21st Line, 2), e-mail: s225028@stud.spmi.ru

Evgeniy A. Emelyanov, Postgraduate student, St. Petersburg Mining University, (199106, Russia, St. Petersburg, 21st Line, 2)

Contribution of the authors:

Aleksey A. Belskiy – research problem statement; scientific management; reviewing the relevant literature; conceptualization of research; writing the text, data collection; data analysis; drawing the conclusions; writing the text.

Evgeniy A. Emelyanov – research problem statement; scientific management; reviewing the relevant literature; conceptualization of research; writing the text, data collection; data analysis; drawing the conclusions; writing the text.

Author have read and approved the final manuscript.

