

УДК 620.92; 519.857

В. В. Федоренко [V. V. Fedorenko]
 В. В. Самойленко [V. V. Samoilenko]
 В. С.-А. Азаб [V. S.-A. Azab]
 И. В. Самойленко [I. V. Samoilenko]

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ СУТОЧНОЙ РАБОТЫ АККУМУЛЯТОРА В СОЛНЕЧНО-ВЕТРОВЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВКАХ

TECHNICAL AND ECONOMIC OPTIMIZATION OF THE DAILY WORK OF THE ACCUMULATOR IN SOLAR-WIND POWER GENERATION SYSTEMS

ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский Федеральный университет» в г. Ставрополь, Россия,

e-mail: vvs_stv@mail.ru

Аннотация. Использование солнечной и ветровой энергии, как альтернативного источника является актуальным и перспективным направлением возобновляемых источников энергии.

Материалы и методы. Сформулирована задача максимизации прибыли от продажи электроэнергии в системе с солнечно-ветровыми энергетическими установками с учетом ограничений на технические показатели зарядно-разрядного процесса аккумулятора. Применен новый подход к нахождению общей стоимости комбинированной микро-энергетической установки с последующей оптимизацией за счёт многовариантного анализа полученных результатов. Математическая модель расчёта общей годовой стоимости комбинированной установки на основе ВИЭ выведена на основе аддитивного закона суммирования затрат.

Результаты. Приведена сравнительная оценка посуточного управления работой системы при реализации накопленной энергии по директивным правилам и по оптимизированному алгоритму

Заключение. Экспериментальные исследования позволяют сделать следующие выводы:

Совершенствование СВЭУ сводится к оптимизации зарядно-разрядного цикла аккумулятора, технически реализуемой с помощью подсистемы управления BMS.

1. Из известных методов оптимизации более предпочтительным является метод динамического программирования. Постановка задачи методом ДП состоит из целевой функции, максимизирующей суточную прибыль от продажи электроэнергии потребителям, и ограничивающих неравенств для технических показателей зарядно-разрядного цикла аккумулятора.

2. Приведенный пример по оптимизации работы СВЭУс учетом дифференцированных тарифов на электроэнергию и себестоимости производства энергии показал преимущества планирования зарядно-разрядных циклов аккумулятора методом ДП по сравнению с традиционными директивными правилами накопления и продажи энергии.

Ключевые слова: солнечно-ветровая установка, накопитель энергии, заряд и разряд аккумулятора, тарифы на электроэнергию, метод динамического программирования.

Abstract. The Use of solar and wind energy as an alternative source is an actual and promising direction of renewable energy sources.

Materials and methods. The problem of maximizing the profit from the sale of electricity in a system with solar-wind power plants is formulated, taking into account the limitations on the technical indicators of the charge-discharge process of the battery. A new approach to finding the total cost of a combined micro-power plant with subsequent optimization through multivariate analysis of the results was applied. The mathematical model of calculation of the total annual cost of the combined installation on the basis of RES is derived on the basis of the additive law of summation of costs.

Results. A comparative assessment of the daily control of the system in the implementation of the accumulated energy according to the Directive rules and optimized algorithm is given

Conclusion. Experimental studies allow us to draw the following conclusions:

The improvement of the VMS is reduced to the optimization of the battery charge-discharge cycle, technically implemented with the help of the BMS control subsystem.

1. Of the known optimization methods, dynamic programming is the preferred method. The statement of the problem by the DP method consists of a target function that maximizes the daily profit from the sale of electricity to consumers, and limiting inequalities for the technical indicators of the charge-discharge cycle of the battery.

2. An example is given to optimize Swavs into account the differentiated tariffs for electricity and the cost of production of energy showed the advantages of planning the charge-discharge cycles of the battery of the DP method compared with the traditional prescriptive rules for the accumulation and sale of energy.

Key words: Solar and Wind Power Generation System, Power Supply, Energy Storage System, Accumulator Charge and Discharge, Electrical Energy Cost, Dynamic Programming Method.

Введение. Перспективным направлением развития «малой энергетики» для обслуживания децентрализованных объектов является использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – чаще всего, солнечной и ветровой. Однако решение в пользу солнечно-ветровых энергетических установок (СВЭУ) может быть принято только после оценки их и технико-экономической эффективности с использованием системных критериев.

Исследования в данном направлении проводились как в России, так и за рубежом. В частности, в статьях [1, 2] предлагается представлять СВЭУ в виде структурно-функциональных моделей, отражающих общую структуру и процессы преобразования и использования энергии. При этом рассмотренные варианты электроснабжения потребителей не учитывают динамику изменения состояний накопителей энергии, ее влияние на экономические показатели.

Материалы и методы. В работе [3] предложен подход к нахождению общей стоимости комбинированной микро-энергетической установки с последующей оптимизацией за счёт многовариантного анализа полученных результатов. Математическая модель расчёта общей годовой стоимости комбинированной установки на основе ВИЭ выведена на основе аддитивного закона суммирования затрат. Однако интеграция СВЭУ с сетью не рассматривается и все связанные с ней коэффициенты в модели общей стоимости комбинированной установки обнуляются. Следовательно, не учитывается прибыль от продажи накопленной энергии в общую электросеть. В статье [4] в качестве оптимального выбран такой вариант перехода СВЭУ на параллельную работу с централизованной электросетью, который позволяет полученный избыток электроэнергии продавать в сеть. При этом отсутствует строгая математическая постановка оптимизационной задачи и не обоснован метод ее решения.

В зарубежной научно-технической литературе микро-энергетические системы с возобновляемыми источниками энергии и адаптивно-интеллектуальным управлением между источниками и потребителями получили названия микрогрид (microgrid). Развитие технологий использования СВЭУ в интеграции с традиционной энергосистемой позволяет в больших масштабах либерализовать рынок электроэнергии [5].

Сезонная неравномерность солнечной радиации, изменчивость климатических условий, варьирование потребительского спроса на электроэнергию в течении суток обуславливают наличие аккумуляторов как накопителей энергии (НЭ) в составе микро-энергетической системы с СВЭУ [6,7]. Состав такой системы представлен на рис. 1 [8].

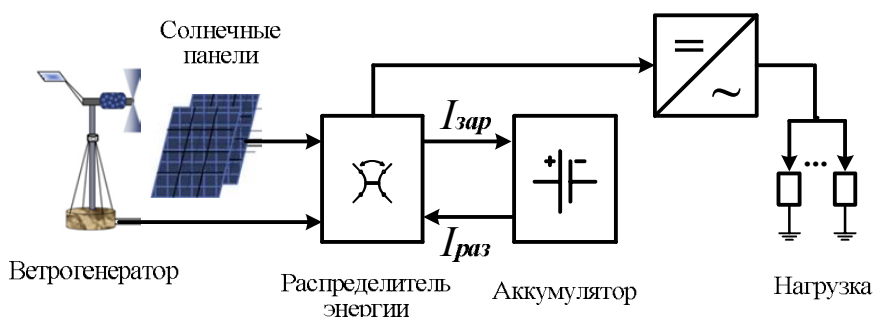


Рис. 1. Общая структура энергетической системы с солнечно-ветровой установкой

С целью продления срока службы аккумуляторных батарей (АБ) необходимы оптимизации и регулировки режимов их заряда/разряда. В составе распределителя энергии СВЭУ эту задачу выполняет подсистема управления батареями (battery managementsystem – BMS) [9]. В ее основные функциональные обязанности входит: автоматическое подключение солнечных панелей или ветрогенератора на заряд НЭ; многостадийный заряд аккумулятора; автоматическое отключение источника энергии при полном заряде НЭ; автоматическое отключение нагрузки при установленном уровне разряда аккумулятора; подключение нагрузки при достаточном заряде НЭ [10, 11]. Таким образом, BMS выступает своеобразным связующим звеном между энерго-генераторами и НЭ.

Кроме того, BMS выполняет защитные функции, контролируя температуру, напряжение, токи заряда $I_{зар}$ и разряда $I_{разр}$, таким образом, предотвращая слишком глубокий разряд, перезаряд и перегрев.

Технические показатели зарядно-разрядных процессов в аккумуляторах

К основным параметрам, контролируемым с помощью средств BMS, относятся:

- емкость полностью заряженной батареи C_{max} , определяемая как максимальное количество электрической энергии в ампер-часах (А·ч), которое батарея отдает в нагрузку с момента полного заряда до состояния разряда, не приводящего к преждевременной деградации батареи;

- степень заряженности батареи (state of charge, SOC) $SOC = C/C_{max}$, где $C = \int_0^t I(t) dt$ – текущий заряд в батарее; $I(t)$ – ток в цепи батареи. Формально, SOC изменяется в пределах $SOC \in [0, 1]$ или в процентах: 100% – полный заряд, 0% – полный разряд;

- показатель глубина разряда (depth of discharge, DOD) $DOD = 100\% - SOC$;

- напряжение холостого хода (open circuit voltage, OCV) U_{OCV} – напряжение на клеммах батареи при отсутствии подключенной нагрузки $I = 0$;

- состояние годности батареи (state of health, SOH) – качественный показатель, характеризующий текущую степень деградации емкости батареи. Данный параметр, в отличие от SOC, не имеет общепринятого метода расчета. Зачастую он является интегральным и определяется через ряд эксплуатационных параметров (количество циклов заряда/разряда, импеданс, саморазряд и т.д.), которые учитываются при использовании весовых коэффициентов.

- токи заряда $I_{зар}$ и разряда $I_{разр}$ аккумулятора. Ток зарядки обычно измеряют в единицах C, где C – численное значение емкости аккумулятора. Например, ток 2 А, используемый для заряда аккумулятора номинальной емкостью $C=10$ А·ч может быть выражен как $0,2C$. Не рекомендуется заряжать аккумуляторы высоким током, т.к. это существенно снижает эксплуатационные характеристики батареи.

Отметим, что общепринятый метод обозначения тока некорректен с точки зрения размерности физической величины, так как кратность емкости батареи будет выражаться в ампер-часах, а не в амперах, как требуется для размерности токов. Для исправления такого несоответствия в [12] был использован метод, который устанавливает, что ток, рекомендуемый для испытаний, I_n выражается согласно формуле: $I_n = C_{ном}/t_n$, где I_n – рекомендуемый ток (ток n -часового разряда), А; $C_{ном}$ – номинальная емкость, установленная изготовителем, А·ч; $t=n$ – продолжительность разряда в часах. Рекомендуемые значения токов разряда зависят от типа аккумуляторной батареи. Например, для никель-металлгидридных АБ(Ni-MH) оптимальным считается ток разряда равный $I_{разр} = (0,2 \div 0,5)I_5$. Хотя высокие токи разряда допустимы (до $I_{разр} = 5 \cdot I_5$), однако длительная эксплуатация в таких режимах значительно снижают срок службы батарей.

Экономические модели использования СВЭУ

Финансовые затраты соответствуют всем эксплуатационным расходам микро-энергетической системы. В нашем случае они складываются из стоимости покупки/продажи электроэнергии в сети и стоимости замены устаревших батарей. Старение батарей учтено в процессе оптимизирования через вычисление SOH [13].

В дневные и вечерние часы суток, когда потребление электроэнергии превышает среднее, спрос на энергию нагрузку может быть больше ее производства. В ночные часы потребление электроэнергии значительно ниже среднесуточных показателей. Поэтому сегодня все большей популярностью в различных странах пользуются дифференцированные тарифы электроснабжения, в которых стоимость электрической энергии в разное время суток различается. На рис. 2 сплошными линиями представлен пример суточного дифференцирования цен на покупку/продажу одного киловатт-часа электроэнергии (в соответствии с тарифами в ряде стран [14]). Здесь же штриховыми линиями представлена ориентировочная себестоимость производства одного киловатт-час электроэнергии с помощью солнечных панелей (в утренние и дневные часы), либо ветро-генераторов (в вечернее и ночное время).

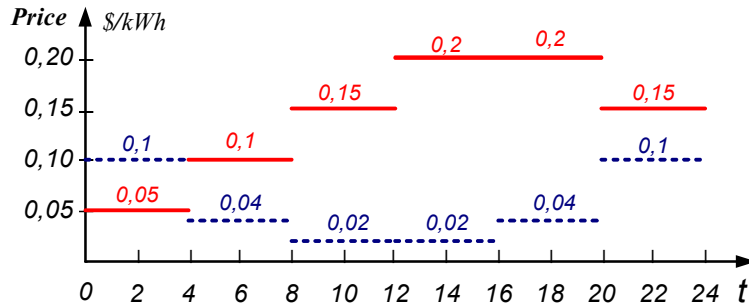


Рис. 2. Пример дифференцированных цен на электроэнергию в течении суток

Традиционно, управление потоками энергии осуществляется в соответствии с набором правил, основанных на эвристических знаниях [15]. В частности, определенная политика правил была введена, например, законом Германии о возобновляемых источниках энергии (EEG 2012), чтобы избежать перегрузки государственной электрической сети [16]. Алгоритм управления запросами потребителей на основе правил предусматривает перенос использования энергии во время солнечной активности при минимальных затратах на генерацию энергии. В [17] предложено управление батарей с заданным циклом: зарядка в период небольших цен на электроэнергию и разрядка в период пиковых цен, если это возможно.

Более эффективный подход к управлению работой системы с СВЭУ базируется на оптимизации зарядно-разрядных циклов накопителя энергии. Публикации по результатам проведенных в этом направлении исследований отличаются выбором целевой функции для задачи оптимизации, перечнем учитываемых ограничивающих факторов и используемыми методами математического программирования [18, 19].

Наиболее широко используемыми методами оптимизации работы СВЭУ являются линейное программирование (ЛП), квадратичное программирование (КП) и динамическое программирование (ДП). Основной целью данной работы [20] [21] с использованием процедур ЛП является поиск графика расхода электроэнергии, минимизирующего энергозатраты владельца системы за исследуемый период. Однако главным ограничением применения данного метода является наличие линейного характера целевой и ограничивающих функций, что не всегда соответствует математическому описанию реальных элементов СВЭУ.

Примером использования метода квадратичного программирования является работа [22], в которой максимизируются ежедневные оперативные сбережения потребителей энергии солнечных батарей. При этом метод КП требует, чтобы целевая функция была выпуклой (или вогнутой) и работает только с непрерывными переменными в небольшом количестве, что обычно подразумевает упрощение задачи.

Преимущество метода ДП заключается в том, что целевая и ограничивающая функция могут быть любого вида. Поскольку метод работает с дискретными или последовательными задачами, то эволюция исследуемого объекта должна быть разложена на несколько этапов (шагов). Аналогичный подход был использован в [23] для моделирования износа и технического обслуживания ветровых турбин. Слабостью данной методики является ее высокая потребность в памяти при длительном и дискретизированном периоде с малым временным шагом. В работе [24] представлены прогностические стратегии управления зарядом стационарных фотоэлектрических аккумуляторных систем, основанные на методе ДП. При этом максимальное потребление энергии от солнечных панелей может быть не лучшим способом управления батарейным блоком, так как при этом теряется больше энергии.

Постановка задачи оптимизации работы накопителя энергии

Оптимизация зарядно-разрядного цикла работы накопителя энергии – важная не только техническая, но и экономическая проблема. Критериями оптимальности являются, как правило, либо прибыль от продажи энергии (в процессе разряда НЭ), либо суммарные затраты на эксплуатацию технического объекта в течении планируемого периода (задача минимизации).

Так как энергия, полученная с помощью СВЭУ и накопленная в аккумуляторе, является продуктом продажи, то состояние НЭ косвенно отражает экономический показатель исследуемой системы. Значение состояния НЭ к концу n -го временного периода $W_n(\{s_l\})$ определяется стоимостью накопленной энергии по тарифу для соответствующего времени.

Уравнение состояния накопителя энергии с l -м уровнем заряда (SOC) для каждого k -го шага имеет вид:

$$W_k(\{S_l\}) = \max_u [f_k(u\{c_c, c_m, p_s\}) + W_{k+1}(\{S_l\})], \quad (1)$$

где S_l – сокращенное обозначение l -го дискретного значения показателя степени заряженности батареи $SOC(l)$; $W_k(\{S_l\})$ – показатель эффективности l -го состояния НЭ в начале k -го шага; $f_k(u\{c_c, c_m, p_s\})$ – функция стоимости принимаемого решения u на k -м шаге; c_c – затраты на заряд НЭ (*the cost charge*); c_m – затраты на поддержание состояния SOC (*the cost of maintenance*) при компенсации саморазряда НЭ; p_s – прибыль от продажи электроэнергии (*the profits from the sale*). При этом величины c_c и c_m имеют отрицательные значения, а величина p_s – положительное значение.

Целевая функция формируется как критерий максимизации прибыли от продажи накопленной электроэнергии в течении заданного числа временных шагов за вычетом затрат на генерацию энергии:

$$F = \sum_{k=1}^n [f_k^*(u^*\{c_c, c_m, p_s\}) + W_{n+1}(\{S_l\})] \rightarrow \max_u. \quad (2)$$

при ограничениях

$$SOC_{\min}(t) \leq S_l \leq SOC_{\max}(t); \quad (3)$$

$$SOC_{\max}(t) \leq SOH(t); \quad (4)$$

$$SOC_{\min}(t) = S_{\min}(k) \geq [S(k-1, l) - P_{load}(k) \cdot \Delta t / U]. \quad (5)$$

Ограничения в решаемой оптимизационной задаче носят технический характер. В частности, ограничение (3) определяет диапазон изменения показателя SOC с учетом минимальной и максимальной емкости батареи соответственно при ее разряде и заряде. Ограничение (4) учитывает текущую (на момент времени t) деградацию аккумулятора. Ограничение (5) устанавливает минимальный уровень снижения степени заряженности батареи на k -м шаге с учетом значений SOC на предыдущем шаге $S(k-1, l)$ и мощности потребления энергии нагрузкой $P_{load} = U \cdot I_{раз} = U \cdot \Delta SOC / \Delta t$, где U – напряжение на клеммах аккумулятора; $\Delta SOC = S(k-1, l) - S_{\min}(k)$; Δt – время разряда батареи на значение ΔSOC .

Результаты

Пример оптимизации работы НЭ в составе СВЭУ методом динамического программирования

В таблице 1 представлены пересчитанные для четырехчасовых интервалов значения финансовых затрат при генерации накопленной в аккумуляторах электроэнергии и прибыли от ее продажи по установленным тарифам (в режиме разряда аккумулятора). Затраты на поддержание уровня заряда при фиксированном состоянии НЭ в течении 4 часов составляют 0,01\$.

Таблица 1

Значения финансовых затрат на генерацию и прибыли от продажи 4 киловатт электроэнергии в различные временные интервалы в течении суток

Вид управления	Значения эффективности работы НЭ в различный период времени суток, (\$/kWh)·4					
	00-04 ч.	04-08 ч.	08-12 ч.	12-16 ч.	16-20 ч.	20-24 ч.
Затраты на заряд НЭ	-0,4	-0,16	-0,08	-0,08	-0,16	-0,4
Прибыль от продажи энергии	0,2	0,4	0,6	0,8	0,8	0,6

Дадим геометрическое решение данной задачи. Элементами графовой модели являются окружности, которые представляют возможные состояния НЭ, и стрелки (дуги) – направления переходов при смене состояний: вверх – заряд НЭ; прямо – поддержание уровня заряда; вниз – разряд НЭ (см. рис. 3).

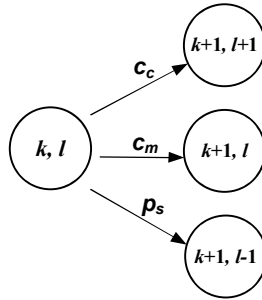


Рис. 3. Элементы графовой модели

На рис. 4 представлена исходная графовая модель для расчета оптимальных управлений на первый день эксплуатации НЭ. По оси абсцисс, которая является временной осью $0-t$, откладываем шаги с номер $k=1, 2, \dots$, соответствующие 4-часовым интервалам. Ось ординат отражает значения показателя SOC . По соображениям безопасности, старения и производительности типичная система батарей работает в ограниченном диапазоне SOC , например, 15–90 % [24]. С учетом выбранной градации изменения состояния НЭ за 4-х часовый интервал $\Delta SOC = 0,15 \cdot SOC_{\max}^N$, каждое дискретное значение $S_l = 0,15; 0,3; \dots; 0,9$ имеет соответствующую нумерацию $l = 1, 2, \dots, 6$.

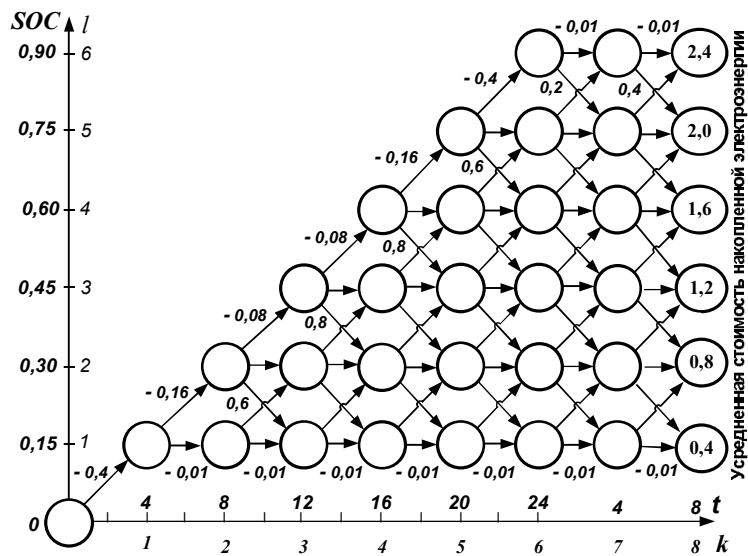


Рис. 4. Исходный граф возможных состояний накопителя энергии на первые сутки эксплуатации при номинальных токах заряда и разряда

На рис.4 представлены случаи переходов из текущих состояний НЭ только на соседние уровни, что соответствует использованию номинальных значений токов заряда и разряда $I_{зар} = I_{разр} = 0,15 \cdot I_4$. В начале координат исходное состояние соответствует полностью разряженному аккумулятору. К окончанию восьмого шага (32-часового периода планирования) фиксируется усредненная стоимость накопленной энергии по тарифам для текущего времени $t=8$ ч. в соответствии со значениями таблицы 1.

При использовании динамического программирования процесс оптимизации состоит из двух этапов. На первом этапе, так называемом «обратной прогонки», выбирается условное (по возможному состоянию S_l) оптимальное управление $u_k^*(l)$ для каждого шага k , начиная с последнего в соответствии с выражением (1). Промежуточные расчеты функций $W_k(\{S_l\})$ и условных оптимальных управлений $u_k^*(l)$ представлены в табл. 2–5.

Таблица 2

Выбор условного оптимального управления на n -м и $(n-1)$ -м шагах

Состояния НЭ S_l	$W_n(\{s_l\}) = f_n(u) + W_{n+1}(s_l)$			u^* на n -м шаге	Состояния НЭ S_l	$W_{n-1}(\{s_l\}) = f_{n-1}(u) + W_n(s_l)$			u^* на $(n-1)$ -м шаге
	$u(p_s)$	$u(c_m)$	$u(c_c)$			$u(p_s)$	$u(c_m)$	$u(c_c)$	
1	-	0,39	0,64	$u(c_c)$	1	-	0,63	0,64	$u(c_c)$
2	0,8	0,64	1,04	$u(c_c)$	2	0,84	1,03	1,04	$u(c_c)$
3	1,2	1,04	1,44	$u(c_c)$	3	1,24	1,34	1,44	$u(c_c)$
4	1,6	1,44	1,84	$u(c_c)$	4	1,64	1,83	1,84	$u(c_c)$
5	2,0	1,84	2,24	$u(c_c)$	5	2,04	2,23	2,0	$u(c_m)$
6	2,4	2,39	-	$u(p_s)$	6	2,44	2,39	-	$u(p_s)$

Таблица 3

Выбор условного оптимального управления на 6-м и 5-м шагах

Состояния НЭ S_l	$W_6(\{s_l\}) = f_6(u) + W_7(s_l)$			u^* на 6 шаге	Состояния НЭ S_l	$W_5(\{s_l\}) = f_5(u) + W_6(s_l)$			u^* на 5 шаге
	$u(p_s)$	$u(c_m)$	$u(c_c)$			$u(p_s)$	$u(c_m)$	$u(c_c)$	
1	-	0,63	0,64	$u(c_c)$	1	-	0,63	1,08	$u(c_c)$
2	1,24	1,03	1,04	$u(p_s)$	2	1,44	1,23	1,48	$u(c_c)$
3	1,64	1,43	1,44	$u(p_s)$	3	2,04	1,63	1,88	$u(p_s)$
4	2,04	1,83	1,83	$u(p_s)$	4	2,44	2,03	2,28	$u(p_s)$
5	2,44	2,22	2,04	$u(p_s)$					

Таблица 4

Выбор условного оптимального управления на 4-м и 3-м шагах

Состояния НЭ S_l	$W_4(\{s_l\}) = f_4(u) + W_5(s_l)$			u^* на 4 шаге	Состояния НЭ S_l	$W_3(\{s_l\}) = f_3(u) + W_4(s_l)$			u^* на 3 шаге
	$u(p_s)$	$u(c_m)$	$u(c_c)$			$u(p_s)$	$u(c_m)$	$u(c_c)$	
1	-	1,07	1,40	$u(c_c)$	1	-	1,39	1,88	$u(c_c)$
2	1,88	1,47	1,96	$u(c_c)$	2	1,46	1,95	2,28	$u(c_c)$
3	2,28	2,03	2,36	$u(c_c)$					

Таблица 5

Выбор условного оптимального управления на 2-м и 1-м шагах

Состояния НЭ s_l	$W_2(\{s_l\}) = f_2(u) + W_3(s_l)$			u^* на 2 шаге	Состояния НЭ s_l	$W_1(\{s_l\}) = f_1(u) + W_2(s_l)$			u^* на 1 шаге
	$u(p_s)$	$u(c_m)$	$u(c_c)$			$u(p_s)$	$u(c_m)$	$u(c_c)$	
1	-	1,87	2,12	$u(c_c)$	1	-	-	1,72	$u(c_c)$

На втором этапе, названном «прямой прогонкой», производится безусловная оптимизация управлений с первого шага до последнего. График данных управлений представлен на рисунке 5 сплошными линиями. Из данного рисунка видно, что в интервале от 0 до 16 часов происходит заряд НЭ, а в промежутке от 16 до 24 часов – разряд НЭ и продажа электроэнергии по установленным тарифам, затем с 24 до 8 часов – снова заряд НЭ. Получаемая прибыль от продажи 1 кВт·ч энергии (с учетом затрат на ее производство) при оптимальном графике работы накопителя равна 1,72 \$, что и отражено в узле начального состояния.

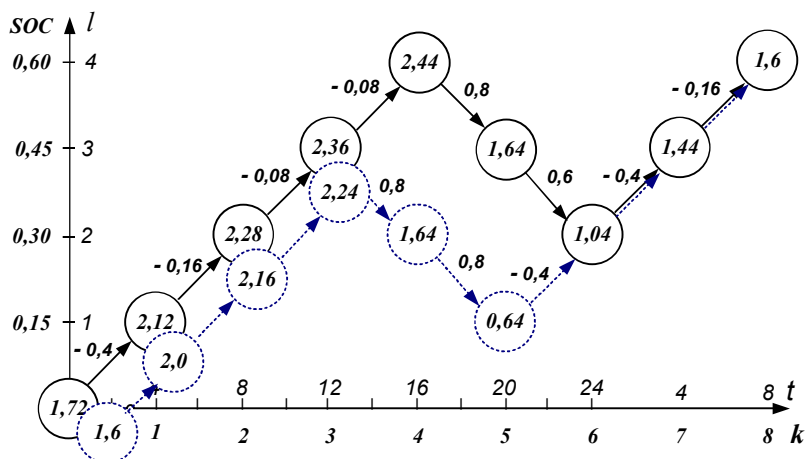


Рис. 5. Графики управления в первый день работы НЭ при оптимизированном алгоритме (сплошные линии) и по установленным правилам (штриховые линии)

Если выбирать управление по установленным (например, в [16, 17]) правилам, то продажа электроэнергии по максимальному тарифу должна осуществляться с 12 до 20 часов. Однако в этом случае алгоритм по правилам, представленный штриховыми линиями на рис. 5, обеспечит прибыль в 1,6 \$ за киловатт-час электроэнергии, что значительно меньше, чем при оптимальном управлении.

График возможных состояний накопителя энергии на вторые сутки представлен на рис. 6. Исходное состояние, как результат предыдущего оптимального планирования, соответствует $SOC = 60\%$ ($l = 4$). При этом выполняются те же требования к токам заряда и разряда $I_{зар} = I_{разр} = 0,15 \cdot I_4$, ограничивающие пошаговый переход состояний НЭ не более, чем на один уровень.

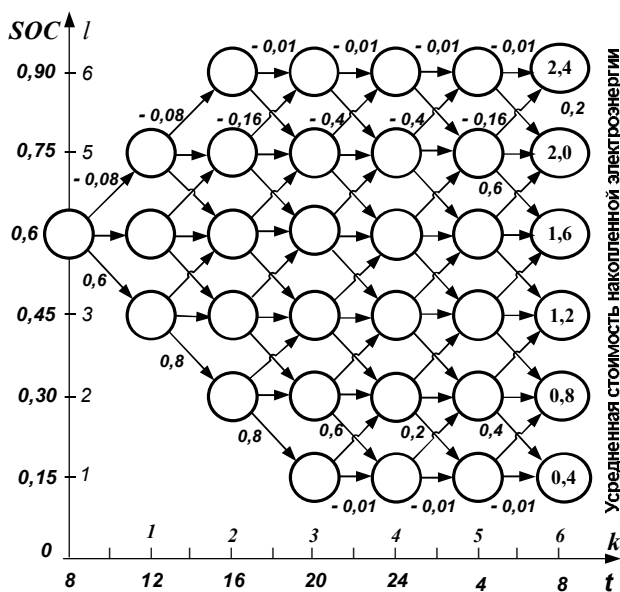


Рис. 6. Исходный граф возможных состояний накопителя энергии на вторые сутки эксплуатации при номинальных токах заряда и разряд

Используя метод ДП, получен график оптимального управления работой НЭ в течении вторых суток планирования, представленный на рис. 7 сплошными линиями. Прибыль от выработки и продажи 1 кВт·ч электроэнергии составляет 3,16 \$.

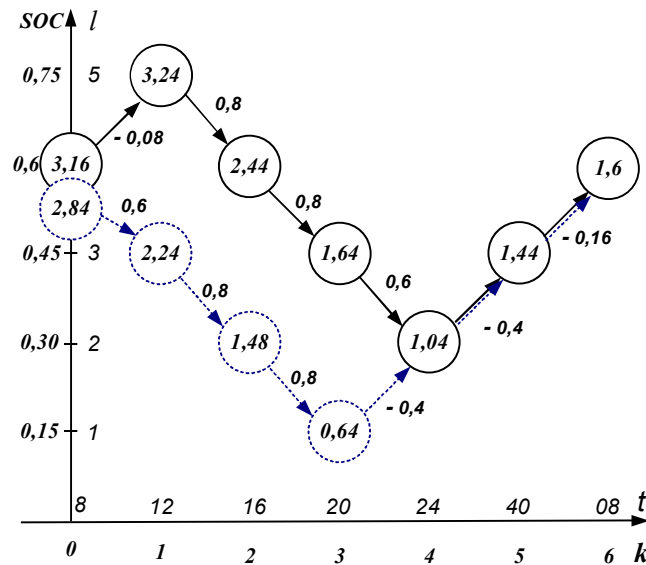


Рис. 7. Графики управления во второй день работы НЭ при оптимизированном алгоритме (сплошные линии) и по установленным правилам (штриховые линии)

Здесь же штриховыми линиями представлен график управления по существующим правилам, в соответствии с которыми разряд НЭ осуществляется с 8 до 20 часов, т.е. в период максимальной разницы между ценой продажи и себестоимостью производства энергии. Но при этом прибыль от продажи 1 кВт·ч электроэнергии всего лишь 2,84 \$, что гораздо меньше чем при использовании оптимизированного графика работы НЭ, в соответствии с которым разряд аккумулятора и продажа энергии осуществлялся с 12 до 24 часов.

Заключение

1. Учитывая нестабильность погодных условий, как основных факторов возобновляемых источников энергии, аккумулятор является одним из основных элементов современных систем с солнечно-ветровыми энергетическими установками. Совершенствование СВЭУ сводится к оптимизации зарядно-разрядного цикла аккумулятора, технически реализуемой с помощью подсистемы управления BMS.
2. Из известных методов оптимизации более предпочтительным является метод динамического программирования. Постановка задачи методом ДП состоит из целевой функции, максимизирующей суточную прибыль от продажи электроэнергии потребителям, и ограничивающих неравенств для технических показателей зарядно-разрядного цикла аккумулятора.
3. Приведенный пример по оптимизации работы СВЭУ с учетом дифференцированных тарифов на электроэнергию и себестоимости производства энергии показал преимущества планирования зарядно-разрядных циклов аккумулятора методом ДП по сравнению с традиционными директивными правилами накопления и продажи энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шишкин Н. Д., Манченко Е. А Системный анализ и алгоритмы расчета комбинированных солнечно-ветровых установок // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. 2013. № 1. С. 100-108.
2. Шишкин Н. Д. Комплексная оценка эффективности энергоустановок с использованием возобновляемых источников энергии // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2014. № 2 (58). С. 59-66.
3. Гринько Д. В. Разработка математической модели общей стоимости комбинированной установки на основе возобновляемых источников энергии // Известия Оренбургского государственного аграрного университета. 2014. № 3. С.52-55.
4. Усков А. Е. Определение оптимальной группы потребителей для электроснабжения с использованием ветро-солнечных электростанций // Вестник Донского государственного технического университета. 018. № 1. С.118-123.
5. Kanchev H., Lu D., Colas F., Lazarov V., Francois B. Energy Management and Operational Planning of a Microgrid With a PV-Based Active Generator for Smart Grid Applications. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2011, Volume: No.10, P.4583–4592. DOI: 10.1109/TIE.2011.2119451.

6. Mohammadi S, Mozafari B, Solimani S. Optimal operation management of microgrids using the point estimate method and firefly algorithm while considering uncertainty. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*. 2014; 22: P.735-753. doi:10.3906/elk-1207-131.
7. Riffonneau Y, Bacha S, Barruel F, Ploix S. Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2011; Volume: 2, Issue: 3, P.309-320. DOI: 10.1109/TSTE.2011.2114901.
8. Kaabeche A., Belhamel M., Ibtouen R. Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/ wind power generation system. *Energy*, 2011, vol.36, pp. 1214–1222. DOI: 10.1016/j.energy.2010.11.024.
9. Pistoia G. (ed.). *Lithium-Ion Batteries: Advances and Applications*. Newnes, 2014. 634 p.
10. Robert Foster, MajidGhassemi, Alma Cota. *Solarenergy: RenewableEnergyandtheEnvironment*. CRCPress, Taylor&FrancisGroup, 2010. 382 p.
11. Козюков Д. А., Цыганков Б.К. Контроллеры заряда-разряда аккумуляторных батарей солнечных фотоэлектрических установок // *Инновационная наука*. 2015. № 8. С. 41-44.
12. Чупин Д. П. Исследование методов диагностики аккумуляторных батарей // *Омский научный вестник*. № 1 (117). 2013. С. 253-257.
13. T. L. Lee and P. T. Cheng, "Design of a new cooperative harmonic filtering strategy for distributed generation interface converters in an islanding network," *IEEE Trans. Power. Electron*, vol. 22, pp. 1919–1927, Sep. 2007.
14. J.K. Gruber, F. Huerta, P. Matatagui, M. Prodanovic. Advanced building energy management based on a two-stage receding horizon optimization. *AppliedEnergy*, 2015, Volume160, p.194-205.doi: 10.1016/j.apenergy.2015.09.049.
15. WangC., NehrirM. H. Powermanagementofastand-alonewind/ photovoltaic/fuelcellenergysystem, *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2008, vol. 23, no. 3, pp. 957–967. DOI: 10.1109/TEC.2007.914200.
16. Li J., Danzer M.A. Optimal chargecontrol strategies for stationary photo voltaicbattery systems, *Journal of Power Sources*.2014, Volume 258, p.365-373. doi:10.1016/j.jpowsour.2014.02.066.
17. Purvins A., Sumner M. Optimal management of stationary lithium-ion battery system in electricity distribution grids, *Journal of Power Sources*,2013, Volume 242, P.742-755. doi:10.1016/j.jpowsour.2013.05.097.
18. Ranaweera, MidtardOM. Optimization of operational cost for a grid-supporting PV system with battery storage. *Renewable Energy*. 2016; 88: 262-272. doi.org/10.1016/j.renene.2015.11.044.
19. Kaabeche A., Belhamel M., Ibtouen R. Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/ wind power generation system. *Energy*, 2011, vol.36, pp. 1214–1222. DOI: 10.1016/j.energy.2010.11.024.
20. Lu B., Shahidehpour M. Short term scheduling of battery in a grid connected PV/battery system. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2005, vol. 20, no. 2, pp. 1053–1061. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.846060.
21. Nottrott A., Kleissl J., Washom B. Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis forgrid-connected, photovoltaic-battery storage systems, *Renewable Energy*. 2013, vol.55, p. 230-240. DOI:10.1016/j.renene.2012.12.036.
22. Ratnam E.L., Weller S.R., Kellett C.M. An optimization-based approach to scheduling residential battery storage with solar pv: assessing customer benefit, *Renewable Energy* .2015, vol.75, p.123-134. Doi:10.1016/j.renene.2014.09.008.
23. F. Besnard and L. Bertling, "An approach for condition-based maintenance optimization applied to wind turbine blades," *IEEE Trans. SustainableEnergy*, vol. 1, no. 2, pp. 77–83, Jul. 2010.
24. Li J., Danzer M.A. Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems, *Journal of Power Sources*.2014, Volume 258, p.365-373. doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.066.

REFERENCES

1. Shishkin N. D., Manchenko E. A. Sistemnyi analiz i algoritmy rascheta kombinirovannykh solnechno-vetrovykh ustanovok // *Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. Seriya: Upravlenie, vychislitel'naya tekhnika i informatika. 2013. № 1. S. 100-108.
2. Shishkin N. D. Kompleksnaya otsenka effektivnosti energoustanovok s ispol'zovaniem vozobnovlyaemykh istochnikov energii // *Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. 2014. № 2 (58). S.59-66.
3. Grin'ko D. V. Razrabotka matematicheskoi modeli obshchei stoimosti kombinirovannoi ustanovki na osnove vozobnovlyaemykh istochnikov energii // *Izvestiya Orenburgskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta*. 2014. № 3. S.52-55.
4. Uskov A. E. Opredelenie optimal'noi gruppy potrebiteli dlya elektroshabzheniya s ispol'zovaniem vetro-solnechnykh elektrostantsii // *Vestnik Donskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. 2018. № 1. S.118-123.
5. Kanchev H., Lu D., Colas F., Lazarov V., FrancoisB. Energy Management and Operational Planning of a Microgrid With a PV-Based Active Generator for Smart Grid Applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2011, Volume: No.10, P.4583–4592. DOI: 10.1109/TIE.2011.2119451.
6. Mohammadi S, Mozafari B, Solimani S. Optimal operation management of microgrids using the point estimate method and firefly algorithm while considering uncertainty. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*. 2014; 22: P.735-753. oi:10.3906/elk-1207-131.

7. Riffonneau Y, Bacha S, Barruel F, Ploix S. Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2011; Volume: 2, Issue: 3, P.309-320. DOI: 10.1109/TSTE.2011.2114901.
8. Kaabeche A., Belhamel M., Ibtouen R. Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/ wind power generation system. *Energy*, 2011, vol.36, pp. 1214–1222. DOI: 10.1016/j.energy.2010.11.024.
9. Pistoia G. (ed.). *Lithium-Ion Batteries: Advances and Applications*. Newnes, 2014. 634 p.
10. Robert Foster, MajidGhassemi, Alma Cota. *Solarenergy: RenewableEnergyandtheEnvironment*. CRCPress, Taylor&FrancisGroup, 2010. 382p.
11. Kozyukov D. A., Tsygankov B. K. Kontrollery zaryada-razryada akkumulyatornykh batarei solnechnykh fotoelektricheskikh ustanovok // *Innovatsionnaya nauka*. 2015. № 8. S. 41-44.
12. Chupin D. P. Issledovanie metodov diagnostiki akkumulyatornykh batarei // *Omskii nauchnyi vestnik*. № 1 (117). 2013. S. 253-257.
13. T. L. Lee and P. T. Cheng, "Design of a new cooperative harmonic filtering strategy for distributed generation interface converters in an islanding network," *IEEE Trans. Power. Electron*, vol. 22, pp. 1919–1927, Sep. 2007.
14. J. K. Gruber, F. Huerta, P. Matatagui, M. Prodanovic. Advanced building energy management based on a two-stage receding horizon optimization. *AppliedEnergy*, 2015, Volume160, p.194-205.doi: 10.1016/j.apenergy.2015.09.049.
15. WangC., NehrirM. H. Powermanagementofastand-alonewind/ photovoltaic/fuelcellenergysystem, *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2008, vol. 23, no. 3, pp. 957–967. DOI: 10.1109/TEC.2007.914200.
16. Li J., Danzer M.A. Optimal chargecontrol strategies for stationary photo voltaicbattery systems, *Journal of Power Sources*.2014, Volume 258, p.365-373. doi:10.1016/j.jpowsour.2014.02.066.
17. Purvins A., Sumner M. Optimal management of stationary lithium-ion battery system in electricity distribution grids, *Journal of Power Sources*,2013, Volume 242, P.742-755. doi:10.1016/j.jpowsour.2013.05.097.
18. Ranaweera I, Midtard O. M. Optimization of operational cost for a grid-supporting PV system with battery storage. *Renewable Energy*. 2016; 88: 262–272. doi.org/10.1016/j.renene.2015.11.044.
19. Kaabeche A., Belhamel M., Ibtouen R. Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/ wind power generation system. *Energy*, 2011, vol.36, pp. 1214–1222. DOI: 10.1016/j.energy.2010.11.024.
20. Lu B., Shahidepour M. Short term scheduling of battery in a grid connected PV/battery system. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2005, vol. 20, no. 2, pp. 1053–1061. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.846060.
21. Nottrott A., Kleissl J., Washom B. Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis forgrid-connected, photovoltaic-battery storage systems, *Renewable Energy*. 2013, vol.55, p. 230–240. DOI:10.1016/j.renene.2012.12.036.
22. Ratnam E. L., Weller S. R., Kellett C. M. An optimization-based approach to scheduling residential battery storage with solar pv: assessing customer benefit, *Renewable Energy* .2015, vol.75, p.123-134. Doi:10.1016/j.renene.2014.09.008.
23. F. Besnard and L. Bertling, "An approach for condition-based maintenance optimization applied to wind turbine blades," *IEEE Trans. SustainableEnergy*, vol. 1, no. 2, pp. 77–83, Jul. 2010.
24. Li J., Danzer M.A. Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems, *Journal of Power Sources*.2014, Volume 258, p.365-373. doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.066.

ОБ АВТОРАХ

Федоренко Владимир Васильевич, доктор технических наук, профессор кафедры прикладной математики и математического моделирования, Институт математики и естественных наук, Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, ул. Пушкина 1, fovin@mail.ru

Fedorenko Vladimir Vasil' evich, Doctor of Technical Sciences, Professor of Department of Applied Mathematics and Mathematical Modeling, Institute of Mathematics and Natural Sciences, North-Caucasus Federal University, Stavropol, Pushkina str. 1, fovin@mail.ru

Самойленко Владимир Валерьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры строительства нефтяных и газовых скважин, Институт нефти и газа, Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, ул. Пушкина 1, vvs_stv@mail.ru

Samoylenko Vladimir Valer' evich, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Department of Construction of Oil and Gas Wells, Institute of Oil and Gas, North-Caucasus Federal University, Stavropol, Pushkina str. 1, vvs_stv@mail.ru

Азаб Вахиб Салех Али, аспирант кафедры прикладной математики и математического моделирования, Институт математики и естественных наук, Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, ул. Пушкина 1, azabws@mail.ru

AzabVahibSaleh Ali, PhD Student of Department of Applied Mathematics and Mathematical Modeling, Institute of Mathematics and Natural Sciences, North-Caucasus Federal University, Stavropol, Pushkina str. 1, azabws@mail.ru

Самойленко Ирина Владимировна, магистрант кафедры прикладной математики и математического моделирования, Институт математики и естественных наук, Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, ул. Пушкина 1, stvirishka@mail.ru

Samoylenko Irina Vladimirovna, Master's Degree Student of Department of Applied Mathematics and Mathematical Modeling, Institute of Mathematics and Natural Sciences, North-Caucasus Federal University, Stavropol, Pushkina str. 1, stvirishka@mail.ru

Дата поступления в редакцию 10.02.2019