

УДК 621.31:
535.215

ШАВЬОЛКІН О. О., МАРЧЕНКО Р. М.

Київський національний університет технологій та дизайну, Україна

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНІКИ РОЗРАХУНКУ ПАРАМЕТРІВ ТА УПРАВЛІННЯ ГІБРИДНОЮ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЮ СИСТЕМОЮ З АКУМУЛЯТОРОМ ДЛЯ САМОСПОЖИВАННЯ ЛОКАЛЬНОГО ОБ'ЄКТУ

Мета. Підвищення ступеня використання енергії гібридної фотоелектричної системи з акумулятором для самоспоживання локального об'єкту з урахуванням відхилень графіка навантаження від розрахункового та генерації енергії від прогнозу при зниженні споживання електроенергії з мережі.

Методика. Аналітичні методи розрахунку в електричних ланцюгах та результати обробки архівних даних генерації фотоелектричної батареї для заданої точки знаходження об'єкта з використанням комп'ютерного моделювання для оцінювання результатів.

Результати. Уточнена техніка вибору параметрів фотоелектричної системи за архівними даними генерації за 5 років, що дозволяє підвищити достовірність оцінки очікуваних значень ступеня зниження споживаної електроенергії.

Наукова новизна. Набув розвитку принцип управління із завданням активної потужності за прогнозом генерації фотоелектричної батареї для прийнятого графіка навантаження з корекцією в процесі формування графіка стану заряду акумулятора $SoC(t)$. Це забезпечує можливість компенсації відхилень графіка навантаження від розрахункового та генерації фотоелектричної батареї відносно прогнозного значення до 20% при зниженні споживання електроенергії та підвищенні ступеня використання енергії фотоелектричної батареї. Здійснюється за заданого обмеження глибини розряду акумулятора. Відповідність графіка $SoC(t)$ досягається корекцією споживання активної потужності за відхиленням SoC із заданою дискретністю часу. За цим запропоновано варіант формування графіка $SoC(t)$, що забезпечує можливість корекції за малої генерації фотоелектричної батареї з вирівнюванням споживання потужності.

Практичне значення. Отримані рішення щодо формування графіка $SoC(t)$ можуть бути використані при проектуванні фотоелектричних систем для забезпечення власних потреб локальних об'єктів.

Ключові слова: гібридна фотоелектрична система; техніка визначення параметрів; завдання активної потужності; графік стану заряду акумуляторної батареї; корекція за відхиленням; моделювання у добовому режимі.

Вступ. Застосування гібридних фотоелектричних систем (ФЕС) із підключенням до мережі для самоспоживання локальних об'єктів (ЛО) побутового та агропромислового сектора відносно невеликої потужності зараз є загальноприйнятою практикою. Найчастіше вирішується завдання забезпечення потреб. В якості накопичувача та для перерозподілу електроенергії в системі, зазвичай використовується акумуляторна батарея (АКБ). Окупність таких систем визначається ступенем використання енергії фотоелектричної батареї (ФБ) на самоспоживання [1]. При цьому актуальним є завдання підвищення ступеня використання встановленої потужності ФБ із зниженням споживаної з мережі електроенергії, що досягається коректним визначенням параметрів системи при вдосконаленні управління.

Аналіз попередніх досліджень. Питанням оптимізації вибору параметрів та управління ФЕС приділяється велика увага, про що свідчать матеріали оглядових робіт [2, 3]. Проектування систем з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) засноване на обліку енергетичного потенціалу фотоелектричної батареї (ФБ) для конкретної локації ЛО [4, 5]. Для систем із генерацією надлишків електроенергії в мережу, коли має місце повне використання енергії ВДЕ, прийнятою практикою є використання при розрахунках середніх за місяць

значень генерації ВДЕ. Такі дані для локації ФЕС можна отримати з використанням європейської геосистеми [6]. У разі ФЕС для самоспоживання ЛО без генерації в мережу має місце неповне використання енергії ФБ з переходом з режиму максимальної потужності МРРТ в режим регулювання генерації ФБ [7]. Регулювання генерації ФБ передбачають і гібридні інвертори [8]. У цьому випадку оцінка за середніми значеннями не є об'єктивною. В роботі [9] для забезпечення ефективного використання енергії також враховуються середній за місяць розподіл генерації ФБ протягом дня та для аналізу підбираються дні з відповідним розподілом

В роботі [10] у методиці розрахунку параметрів гібридної ФЕС використано спрощену модель енергетичних процесів у добовому циклі з урахування розподілу генерації ФБ по днях за 5 років. Розрахунок ведеться виходячи з архівних даних генерації ФБ за інтервалами часу відповідно до графіка навантаження ЛО при використанні ФЕС на самоспоживання без генерації надлишків енергії в мережу. При цьому введено граничне значення енергії ФБ W_{PVB} , яке може бути використане на споживання ЛО. Результатом є середнє значення ступеня зниження споживання з мережі за місяцями та ступенем використання енергії ФБ для літнього місяця. Відсутня інтегральна оцінка протягом року. У моделі не враховується енергоємність АКБ та можливе неповне використання енергії ФБ на інтервалі часу після повного заряду АКБ.

Взаємодія ФЕС із мережею також передбачає вирішення питань електромагнітної сумісності з використанням багатофункціональних мережевих інверторів [11, 12]. Окрім забезпечення близького до 1 коефіцієнта потужності в точці підключення до мережі, з'являються додаткові можливості, зокрема регулювання активної потужності, споживаної з мережі [13]. Для багатофункціонального інвертора використовується система регулювання з кількома каналами [13, 7]. Це канали керування струмами АКБ, ФБ та струмом у точці підключення до мережі. Залежно від режиму функціонування використовується один канал, що забезпечує стабілізацію напруги у ланці постійного струму (DC). В роботі [13] за наявності кількох каналів управління забезпечення балансу потужності у системі використовується пропорційно-інтегральний регулятор у DC ланці.

Управління розподілом енергії в системах з ВДЕ зазвичай здійснюється у функції поточних значень потужностей, що генеруються ВДЕ, та навантаженням P_L . Їх співвідношення визначає режим заряду або розряду АКБ, споживання з мережі відповідно до прийнятого алгоритму [14]. Потужність, що споживається з мережі P_g , при цьому змінюється в широких межах від 0 до P_L . В роботах [10, 15] розглянуто використання управління із завданням активної потужності, що споживається ЛО з мережі, що сприяє вирівнюванню споживання енергії з мережі в часі з можливістю обмеження споживання в пікові години. Ефективність використання енергії ВДЕ та енергоємність АКБ на споживання визначається алгоритмом управління перерозподілом енергії в системі, що ґрунтується на використанні короткострокового прогнозу генерації ВДЕ. Для отримання достовірного прогнозу генерації ВДЕ використовуються нейромережі [16]. У той же час існує ряд спеціальних веб-ресурсів, які надають інформацію щодо потужності генерації ФБ з урахуванням її орієнтації на поверхні та точки розміщення. Так ресурс [17] надає дані з дискретністю 1 годину. Менша дискретність прогнозу в [18].

Використання прогнозу генерації ФБ у низці робіт [15, 19] прив'язують до формування графіка стану заряду АКБ ($SoC(t)$). Це дозволяє обмежити глибину розряду АКБ (DOD) і забезпечує зниження (виключення) споживання енергії з мережі. В роботі [15] задаються контрольні значення SoC у відповідні моменти часу. В роботі [19] стосовно гібридної ФЕС з вітрогенератором розглянуто формування розрахункового графіка $SoC(t)$ з корекцією значення активної потужності щодо відхилення фактичного значення SoC від розрахункового значення. Переслідується мета забезпечити функціонування системи при відхиленні графіка навантаження від розрахункового та генерації ФБ щодо прогнозу. Результатом є підвищення

ступеня використання енергії ВДЕ та зниження споживання з мережі. Проте розглянуто використання корекції лише при відхиленні генерації ФБ на 10%. Водночас похибка прогнозу [20] може досягати до 20%. Це передбачає додаткове вивчення питання корекції.

На стадії проектування та розробки системи зазвичай використовується математичне моделювання. Для цього найчастіше застосовується програмний пакет Matlab. Для систем з ВДЕ широко представлені моделі у добовому циклі (24 h) [21, 22]. Модель енергетичних процесів у добовому циклі для ФЕС з АКБ, що використовуються для самоспоживання ЛО, представлена в [15]. Розглядається керування з регулюванням активної потужності, що споживається з мережі, та з оцінкою показників. Передбачено реалізацію управління за різними сценаріями з розрахунком параметрів управління. При відповідному доопрацюванні можливості моделі можуть бути розширені, зокрема з використанням корекції завдання потужності.

Постановка завдання. Врахування використання енергоємності АКБ та неповного використання енергії ФБ при повному заряді АКБ підвищує достовірність оцінки зниження витрат на електроенергію. При цьому важливо отримати інтегральні показники оцінки за рік. Питання щодо повного використання енергоємності АКБ, обмеження DOD, зниження пікового попиту пов'язані з формуванням графіка SoC(t). При цьому недостатньо вивчено питання формування графіка SoC при реальних відхиленнях графіка навантаження щодо розрахункового та генерації ФБ щодо прогнозу, а також за різних графіків навантаження. Вирішення питання можливе при корекції завдання потужності споживаної з мережі, що дозволить підвищити рівень використання енергії ФБ на споживання при зниженні споживання електроенергії з мережі.

Мета роботи – підвищення ступеня використання енергії ФБ у гібридній ФЕС з АКБ для самоспоживання ЛО з урахуванням відхилень графіка навантаження від розрахункового та генерації енергії від прогнозу при зниженні споживання електроенергії з мережі.

Завдання для вирішення:

- доопрацювати техніку розрахунку параметрів ФЕС для власного споживання об'єкта з уточненням математичної моделі для оцінки значень ступеню зниження витрат та використання енергії ФБ за архівними даними генерації ФБ за кілька років з отриманням очікуваних показників за рік;

- вивчити можливість компенсації відхилень графіка навантаження $P_L(t)$ від розрахункового $P_{LC}(t)$ і фактичної генерації ФБ $P_{PV}(t)$ від прогнозу $P_{PVF}(t)$ при управлінні з завданням значення споживаної потужності $P_{gr}(t)$ при можливому збільшенні відхилення $P_{PV}(t)$ більше 10%;

- доопрацювати та уточнити добову «24h» модель енергетичних процесів у системі з урахуванням особливостей управління та дослідити можливості використання при різних графіках навантаження $P_{LC}(t)$ та значеннях відхилень фактичних та розрахункових значень $P_L(t)$ і $P_{PV}(t)$.

Основні матеріали роботи. Розглянуто варіант гібридної ФЕС з АКБ, структура якої виконана за відомими принципами з використанням багатофункціонального мережевого інвертора [10]. Це стосується і базових принципів побудови системи управління та регулювання із стабілізацією напруги у ланці постійного струму. Скористаємося матеріалами роботи [10] щодо прийнятого графіка навантаження та даних щодо генерації ФБ із встановленою потужністю $P_{PVR} = 1$ кВт. Це дозволяє порівняти очікувані показники використання ФЕС. Графік розрахункового навантаження $P_{LC}(t)$ прив'язаний до трифазної тарифікації та представлений на рис.1 для літнього періоду. При цьому інтервал ($t_2 = 8,00$, $t_3 = 11,00$) – час ранкового пікового попиту; інтервали ($t_1 = 7,00$, $t_2 = 8,00$), ($t_3 = 11,00$, $t_4 = 16,00$), ($t_4 = 16,00$, $t_5 = 20,00$), ($t_6 = 23,00$, $t_7 = 24,00$) – напівпіковий (денний) тариф;

інтервал ($t_5 = 20,00$, $t_6 = 23,00$) – час вечірнього пікового попиту. У період осінь-зима-весна години зсуваються. Використовуємо підхід, прийнятий у [10], де вихідне розрахункове значення потужності навантаження приведено до P_{PVR} виходячи із співвідношення $P_{PVR} : P_{LP} = 5 : 1$ (P_{LP} – потужність навантаження у вечірній пік). При цьому потужність ФБ визначається як $P_{PV} = mP_{PVR}$ (m – коефіцієнт перерахунку потужності ФБ).

Загалом для одного тарифу оплати за електроенергію ступінь зниження споживання енергії з мережі за добу [10]

$$k_E = \frac{W_L}{W_{g62} + W_{g26}}, \quad (1)$$

де W_L – енергія, що споживається навантаженням ЛО;

W_{g62} та W_{g26} – енергія, що споживається з мережі у нічний та денний час.

Енергія, що споживається у нічний час ($W_{g62} \geq 0$) без використання заряду АКБ із мережі

$$W_{g62} = (W_{L62} - W_{PV62} \cdot \eta_C), \quad (2)$$

де η_C – ККД перетворювача енергії.

Ступінь зниження споживання з мережі та використання енергії ФБ оцінюється виходячи з можливості виключити споживання енергії в пікові години. Це передбачає, що значення SoC або $Q^* \rightarrow 100\%$ ($Q^* = 100Q/Q_R$, $Q = \int I_B dt$, $Q_R = C_B$). Тоді для інтервалу (t_4 , t_5) маємо наступну картину. АКБ є заряджений, що надалі призводить до регулювання (зниження) генерації ФБ (неповне використання енергії) до рівня споживання навантаженням. При цьому енергія ФБ, що використовується $W_{PV45} = kW_{PVM45}$ (W_{PVM45} – максимальне значення в режимі МРРТ). Аналіз графіків генерації ФБ показує, що з деяким спрощенням для оцінки можна прийняти $k = 0,75$ при $0,5W_{L45} < W_{PVM45}$ і $k = 1$ при $0,5W_{L45} \geq W_{PVM45}$.

Енергія, що споживається з мережі в денний час ($W_{g26} \geq 0$) з урахуванням заряду АКБ на інтервалі (t_2 , t_4)

$$W_{g26} = W_{g24} + W_{g45} + W_{g56} = (W_{L24} - W_{PV24} \cdot \eta_C) + (W_{L45} - kW_{PVM45} \cdot \eta_C) + (W_{L56} - W_{PVM56} \cdot \eta_C) - \Delta W^1_{B46}, \quad (3)$$

де ΔW^1_{B46} – енергія, що віддається АКБ на інтервалі (t_4 , t_6);

$W_{g24} \geq 0$, $W_{g45} \geq 0$, $W_{g56} \geq 0$ – енергія, що споживається з мережі на відповідних інтервалах часу (прийнята позитивною за виключенням генерації < 0);

W_{L62} , W_{L25} , W_{L56} – споживання енергії навантаженням ЛО на відповідних інтервалах часу.

На інтервалах (t_4 , t_6) АКБ розряджається і компенсує недостатню для навантаження енергію в межах значення, яке може віддати при $DOD \leq 80\%$ (прийняте обмеження). Це значення становить $\Delta W_{BM46} = 0,8W_B \cdot \eta_C \cdot \eta_B$ ($W_B = U_B C_B$ – енергоємність АКБ (U_B – напруга АКБ, C_B – ємність АКБ (А·год)). Споживання недостатньої енергії з мережі можливе лише на інтервалі (t_4 , t_5). АКБ повинен віддати енергію.

$$\Delta W^1_{B46} = \frac{W_{L46} - (kW_{PV45} \cdot \eta_C + W_{PV56} \cdot \eta_C)}{\eta_C \cdot \eta_B} \leq \Delta W_{BM46},$$

де η_B – ККД АКБ.

Якщо $\Delta W^1_{B46} > \Delta W_{BM46}$ приймаємо $\Delta W^1_{B46} = \Delta W_{BM46}$. Для заряду АКБ потрібна енергія.

$$\Delta W_{B46} = \frac{W_{L46} - (kW_{PV45} \cdot \eta_C + W_{PV56} \cdot \eta_C)}{(\eta_C \cdot \eta_B)^2}.$$

Граничне значення енергії ФБ, при якому споживання енергії з мережі в денний час можливе через недостатність енергії ФБ лише на інтервалі (t_4, t_5) , складає:

$$W_{PVB26} = \frac{1}{\eta_C} (W_{L24} + kW_{PVM45} \cdot \eta_C + W_{PVM56} \cdot \eta_C + \Delta W_{B46}). \quad (4)$$

Значення W_{PVB26} є обмеженням для використання денної генерації ФБ. Для забезпечення балансу потужності генерація ФБ знижується. Тобто при $W_{PV26} \geq W_{PVB26}$ приймаємо значення $W_{PV26} = W_{PVB26}$.

Розрахунки виконуються за прийнятим розрахунковим графіком відповідно до (1) – (4). Зазначимо, що використовуються значення енергії у денний та нічний час. Очікувані значення k_{EG} за рік (табл. 1) розраховані виходячи із загального споживання навантаження за n днів за 5 років та споживання з мережі

$$k_{EG} = \frac{nW_L}{\sum_1^n (W_{g62} + W_{g26})}.$$

Таблиця 1

Розраховані значення k_{PV} і k_E

m	1	0,75	0,7	0,65
k_{EI}	6,448	5,034	4,657	4,226
k_{EAV}	7,21	6,47	6,253	5,92
k_{EG}	2,334	2,085	2,023	1,953
k_{PV}	0,697	0,844	0,8809	0,918
d	12,44	4,79	3,42	2,19

В табл. 1 також наведено значення k_{EI} для червня та ступеню використання енергії ФБ k_{PV} з роботи [10]. Для кращого сприйняття ступеня використання енергії ФБ у табл. 1 наведено значення d , відповідне кількості днів, споживання яких можна було б забезпечити у червні за рахунок не використаної енергії ФБ. Для порівняння у табл. 1 наведенні середні для червня значення k_{EAV} за 5 років [10], які є завищеними в 1,12–1,4 рази.

Таким чином, облік розподілу та використання енергії ФБ щодня за тривалий період часу дозволяє при розрахунку показників системи оцінити їх очікувані значення за аналогічний період часу. При використанні для самоспоживання ЛО вони суттєво відрізняються від результатів розрахунку за середнім значенням.

Розрахунок заданого значення P_g [15, 10] проводиться відповідно до прийнятого графіка навантаження $P_{LC}(t)$ і прогнозу потужності генерації ФБ $P_{PVF}(t)$ виходячи з максимального використання P_{PV} при максимально (допустимому) значенні DOD. При цьому розрахунок виконується виходячи з досягнення необхідних значень Q^* в кінці прийнятих інтервалів часу. Відхилення P_L у межах середнього значення на інтервалах не впливають на результуючі показники. Однак, при генерації $P_{PV} > P_{PVF}$ і $P_L = P_{LC}$ отримуємо зниження ступеня використання енергії ФБ при тому ж споживанні енергії з мережі. Аналогічну картину маємо при $P_{PV} = P_{PVF}$ і $P_L < P_{LC}$. Найгірший ефект має місце при зниженні $P_{PV} < P_{PVF}$ або збільшенні навантаження, коли не забезпечується заряд АКБ при підвищенні DOD. Таким чином, виникає необхідність регулювання (корекції) значення P_g .

Як критерій регулювання може бути підтримка заданого графіка $Q^*(t)$ [19]. Швидкість зміни $Q^*(t)$ є невелика, що дозволяє здійснювати корекцію дискретно. Так при дискретності $\Delta t = 0,5$ годин на інтервалі (t_3, t_4) , де здійснюється основний заряд АКБ, маємо заряд (у граничному випадку) від 20% (DOD = 80%) до $Q^* = 100\%$. При тривалості інтервалу (t_3, t_4) 5 годин ($10\Delta t$) середнє значення $\Delta Q^* = 8\%$. Якщо прийняти можливу помилку $\Delta Q^*_C = 4\%$ (50% від ΔQ^*), то для її компенсації необхідно скоригувати значення P_g на

$$\Delta P_K = \frac{0.01\Delta Q^*_C \cdot W_B}{\eta_C \cdot \eta_B \cdot \Delta t}.$$

Для прийнятого графіка $\Delta P_K = 100$ Вт, що становить $0.5P_{LIM}$ ($P_{LIM} = 200$ Вт – ліміт на споживання з мережі) і є реальним. Прийняте значення ΔQ^*_C досить велике і при цьому маємо для інтервалу (t_3, t_4) заряд АКБ не 80%, а 40%.

Використання корекції передбачає деякі особливості розрахунку графіка $P_g(t)$. Розрахунок проводиться наприкінці вечірнього піку (t_6) за прогнозом наступного дня. Враховуємо прийнятий підхід з виключенням споживання з мережі у години пікового попиту ($P_{g23} = P_{g56} = 0$). При цьому розглядаємо наступні контрольні значення для графіка $Q^*(t)$: ступінь заряду до початку ранкового піку (Q^*_2, t_2); ступінь заряду до кінця ранкового піку (Q^*_3, t_3); ступінь заряду на години зниження сонячної активності (Q^*_4, t_4); ступінь заряду до початку вечірнього піку (Q^*_5, t_5); ступінь заряду до кінця вечірнього піку (Q^*_6, t_6). При цьому обмеження DOD відповідає Q^*_6 .

Для виключення споживання у вечірній пік значення Q^*_4 має бути достатнім для забезпечення споживання на інтервалі (t_4, t_6)

$$Q^*_4 = Q^*_6 + \Delta Q^*_{56} + \Delta Q^*_{45}. \quad (5)$$

З іншого боку $Q^*_4 = Q^*_2 + \Delta Q^*_{24}$. Тривалість вечірнього піку влітку 3 години, в решту сезонів 4 години при однаковому піковому навантаженні. Влітку з урахуванням збільшення можливого відхилення генерації ФБ до 20% доцільним є вирівнювання завдання споживаної потужності. Можна використовувати два варіанти формування графіка $Q^*(t)$: В1 – максимальний заряд с $Q^*_4 \rightarrow 100\%$; В2 – достатній за умовою (5) з вирівнюванням споживання $P_{g34} = P_{g45}$. Варіант В2 має на меті зниження P_{g34} без обмеження значення $\Delta P_K = (P_{LIM} - P_{g34})$ для забезпечення можливості корекції. Можна прийняти умову для В1 $P_{g34} \leq 0,7P_{LIM}$.

Оцінка ступеня генерації ФБ визначається значенням

$$\Delta Q^*_{24} = \frac{mW_{PV24} \cdot \eta_C - W_{L24}}{0.01W_B \cdot \eta_C \cdot \eta_B}. \quad (6)$$

Якщо $\Delta Q^*_{24} < 0$, то приймається $Q^*_2 = 100\%$. Значення P_{g34}

$$P_{g34} = \frac{W_{L34} + 0.01\Delta Q^*_{34} \cdot W_B / \eta_C \cdot \eta_B - W_{PV34} \cdot \eta_C \cdot m}{(t_4 - t_2)}, \quad (7)$$

де $\Delta Q^*_{34} = Q^*_4 - (Q^*_2 - \Delta Q^*_{23})$, ΔQ^*_{23} визначається аналогічно ΔQ^*_{24} (6).

Значення ΔQ^*_{56} також визначається аналогічно (6). Необхідне значення $\Delta Q^*_{45} = Q^*_4 - (Q^*_6 - \Delta Q^*_{56})$. Відповідне значення P_{g45} визначається аналогічно (7).

Влітку, якщо $P_{g34} > 0,7P_{LIM}$ реалізується вирівнювання споживання та визначається

$$\Delta Q^*_{35} = (Q^*_6 - \Delta Q^*_{56}) - (Q^*_2 - \Delta Q^*_{23}).$$

Відповідне значення P_{g35} визначається аналогічно (7).

Якщо $\Delta Q^*_{24} \geq 0$, то приймається $Q^*_4 = Q^*_5 - \Delta Q^*_{45} = (Q^*_6 - \Delta Q^*_{56}) - \Delta Q^*_{45}$, де ΔQ^*_{45} визначається аналогічно (6) при $W_{PV45} = kW_{PVM45}$.

При $Q^*_4 > 100\%$ приймається $Q^*_4 = 100\%$ і $\Delta Q^*_{45} = 100 - Q^*_5$. Відповідне значення P_{g45} визначається аналогічно (7). При $Q^*_4 \leq 100\%$ значення $P_{g45} = 0$. В обох випадках $P_{g34} = 0$.

Значення $Q^*_2 = (Q^*_4 - \Delta Q^*_{24}) \geq Q^*_{2MIN}$, де $Q^*_{2MIN} \geq Q^*_{MIN} - \Delta Q^*_{2+1}$, $Q^*_{MIN} = 100 - DOD$, $\Delta Q^*_{2+1} = Q^*_{2+1} - Q^*_2$ (Q^*_{2+1} ступінь заряду в момент часу t_{2+1} – плюс 1 година), якщо $\Delta Q^*_{2+1} \geq 0$, то $\Delta Q^*_{2+1} = 0$.

Також для виключення генерації електроенергії в мережу при корекції P_g введено обмеження по вимірній потужності навантаження.

Вечірній пік. В години вечірнього піку потужність, що видається інвертором, $P_{C56} = P_{L56} - P_{g56}$. За цього струм розряду $I_{B56} = P_{C56} / U_{BAV}$.

Нічний заряд АКБ реалізується згідно з значенням Q^*_2 і Q^*_6 за методикою [15].

Розрахунок графіка $Q^*(t)$ виконується за методикою [19].

Для перевірки запропонованих рішень виконано моделювання в Matlab. За основу прийнята методика та (24 h) модель енергетичних процесів, приведена в [15]. Модель доповнена модулем корекції Q^* . При цьому змінна, яка задає потужність, що споживається з мережі:

$$P_{gR} = P_g + P_K \cdot t_{26}.$$

Значення P_K з урахуванням похибки вимірювання Q^* (прийнято $\pm 5\%$)

$$P_K = \frac{(Q^*_R - Q^*_M + \Delta Q^*_M) 0.01 W_B}{\eta_C \cdot \eta_B \cdot \Delta t},$$

де Q^*_R і Q^*_M – фактичне і вимірне значення SoC , $\Delta Q^*_M = -0,05 Q^*_M$ для $Q^*_M = 0,95 Q^*$, $\Delta Q^*_M = 0,05 Q^*_M$ для $Q^*_M = 1,05 Q^*$.

Результати моделювання. Показники роботи ФЕС для різного ступеня відхилення навантаження від розрахункового $P^*_L = P_L / P_{LC}$ і генерації ФБ від прогнозу $P^*_{PV} = P_{PV} / P_{PVF}$ без корекції (-) та при використанні корекції (+) при $m = 0,7$ для варіанта навантаження 1 приведені в табл. 2. При цьому прийнятий графік навантаження [10]: $P_{L23} = 200$ Вт, $P_{L34} = 180$ Вт, $P_{L45} = 160$ Вт, $P_{L56} = 200$ Вт, $P_{L56} = 60$ Вт. Значення енергоємності АКБ прийнято із запасом 5% $W_B = 1178$ Вт·год, що при напрузі АКБ $U_B = 25,6$ В відповідає $C_B = 46$ А·год.

При цьому розглядалися день у березні та лютому при генерації ФБ близької до середньомісячної, а також хмарний день у липні. При DOD вище прийнятого значення 20%, значення k_E не оцінювалося.

Аналогічні показники приведені в табл. 3 для варіанта навантаження 2: $P_{L23} = 120$ Вт, $P_{L34} = 100$ Вт, $P_{L451} = 120$ Вт, $P_{L452} = 160$ Вт, $P_{L56} = 200$ Вт (інтервал (t_4, t_5) розділений на два з різним навантаженням). В даному випадку основний попит на споживання зміщений на вечірній час. Виходячи з умови максимального використання енергії ФБ при середньомісячній генерації в червні прийнято значення $m = 0,51$.

Осцилограми потужності навантаження P_L , потужності, що віддає інвертор P_C , потужності ФБ P_{PV} , потужності, що споживається з мережі P_g , ступеню заряду АКБ Q^* , струму АКБ I_B при використанні корекції наведені на рис. 1: а) день липня при $P^*_{PV} = 0,8$, $P^*_L = 1,1$ (варіант 1) без вирівнювання P_g ; б) день липня при $P^*_{PV} = 0,8$, $P^*_L = 1,1$ (варіант 1) з вирівнюванням P_g ; в) день березня при $P^*_{PV} = 0,8$, $P^*_L = 1,1$ (варіант 1); г) день лютого при $P^*_{PV} = 0,8$, $P^*_L = 1,1$ (варіант 1); д) день липня при $P^*_{PV} = 0,8$, $P^*_L = 1,1$ (варіант 2); д) день липня при $P^*_{PV} = 0,8$, $P^*_L = 1,0$ (варіант 2).

Таблиця 2

Порівняння показників без корекції та при використанні корекції
 при $m = 0.7$ для варіанта навантаження 1

P^*_{PV} , в.о	P^*_{L} , в.о	Лютий				Березень				Липень			
		DOD , %		k_E , в.о		DOD , %		k_E , в.о		DOD , %		k_E , в.о	
		-	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+
1	1	78,6	78,6	1,5	1,5	79,8	78	1,95	1,91	79	79,2	1,3	1,3
1	0,8	58,8	62	1,28	1,43	56	69	1,7	1,88	41,5	67	1,09	1,31
1	1,1	100	79,9	-	1,44	100	79,9	-	1,8	100	80	-	1,27
0,8	1	100	78,8	-	1,34	100	78	-	1,6	95	79,2	1,3	1,21
0,8	1,1	100	79,9	-	1,3	100	80	-	1,53	100	80	-	1,19
0,8	0,8	60	62	1,28	1,33	63,5	62	1,69	1,66	47,4	77	1,08	1,2

Таблиця 3

Порівняння показників без корекції та при використанні корекції
 при $m = 0.7$ для варіанта навантаження 2

		Липень			
P^*_{PV} , в.о	P^*_{L} , в.о	DOD , %		k_E , р.у	
		-	+	-	+
1	1	79,2	79,2	1,258	1,257
1	0,8	45,7	66,8	1,07	1,24
1	1,1	98	80	-	1,234
0,8	1	90,8	79,8	-	1,18
0,8	1,1	100	80	-	1,16
0,8	0,8	56,6	67	1,07	1,15

У варіанті 1 для хмарного дня липня (рис. 1а) і (рис. 1б) варіант з вирівнюванням значенням P_g є найбільш вигідним. При цьому має місце вирівнювання графіка споживання та, головне, що за відсутності вирівнювання можливості корекції на інтервалі (t_3, t_4) обмежуються значенням $P_g = P_{LIM}$. У даному випадку $P_{g34} = 170$ Вт і корекція дозволила вийти на розрахунковий графік, але при зниженні k_E на 3%.

Висновки. Техніка з оцінкою очікуваних значень ступенів зниження споживання електроенергії та використання встановленої потужності ФБ по архівним даним за 5 років дозволяє підвищити достовірність оцінки очікуваних показників за рік при виборі параметрів ФЕС. При цьому враховується енергоємність АКБ та можливе неповне використання енергії ФБ, що має місце після повного заряду АКБ. Очікуване значення ступеня зниження споживання електроенергії з мережі при однакових умовах у порівнянні з [10] для червня для $m = 0,7$ нижче в 1,34 рази.

При малій генерації ФБ доцільним для забезпечення можливості корекції потужності є вирівнювання споживання $P_{g34} = P_{g45}$, що при великих відхиленнях генерації ФБ дозволяє запобігти обмеження $P_g \leq P_{LIM}$. Для виключення генерації електроенергії в мережу при корекції P_g введено обмеження за вимірюною потужністю навантаження.

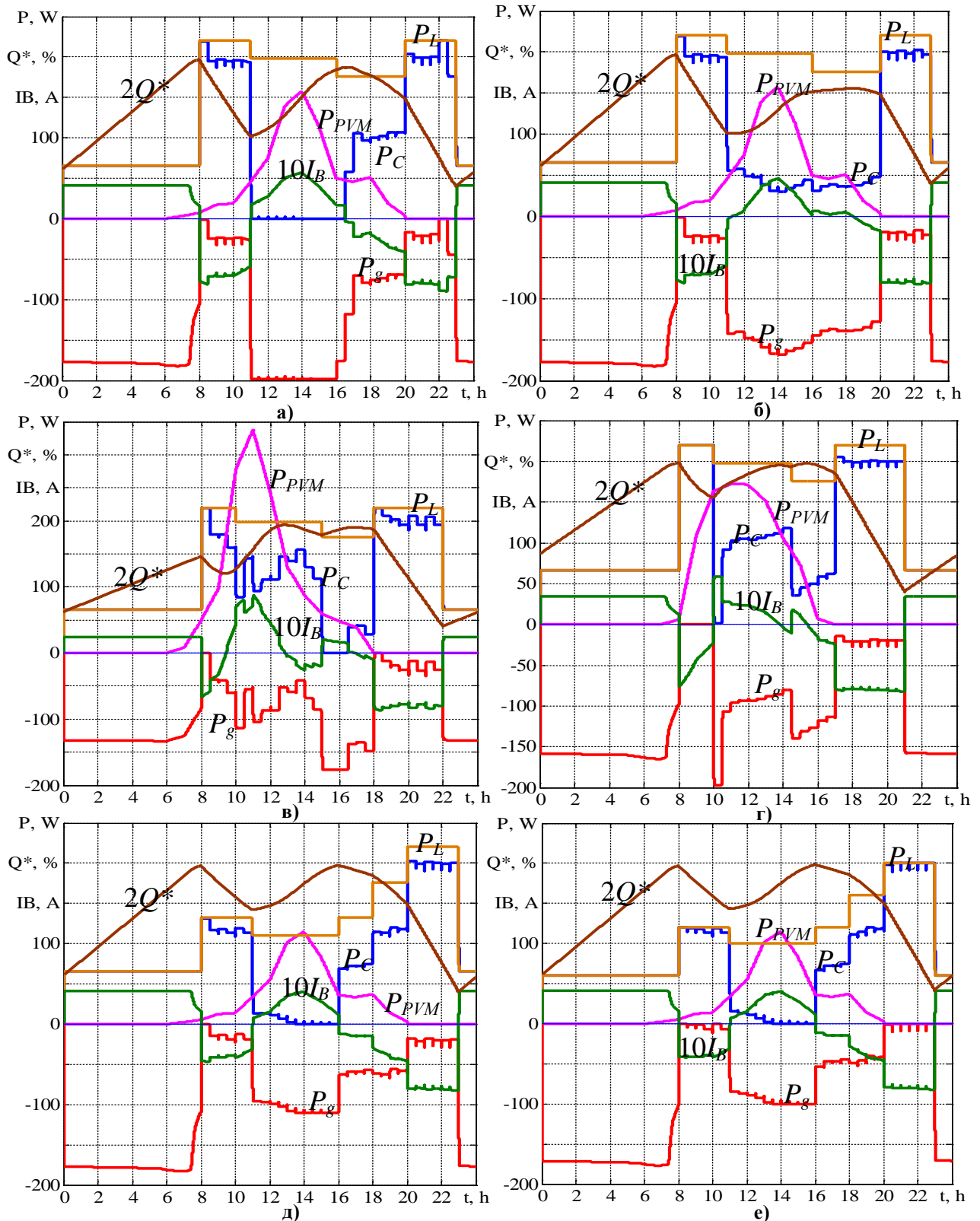


Рис. 2. Осцилограми P_L , P_C , P_{PV} , Q^* , I_B , P_g : а) день липня при $P^*_{PV} = 0,8$, $P^*_L = 1,1$ (варіант 1) без вирівнювання P_g ; б) день липня при $P^*_{PV} = 0,8$, $P^*_L = 1,1$ (варіант 1) з вирівнюванням P_g ; в) день березня при $P^*_{PV} = 0,8$, $P^*_L = 1,1$ (варіант 1); г) день лютого при $P^*_{PV} = 0,8$, $P^*_L = 1,1$ (варіант 1); д) день липня при $P^*_{PV} = 0,8$, $P^*_L = 1,1$ (варіант 2); е) день липня при $P^*_{PV} = 0,8$, $P^*_L = 1,0$ (варіант 2)

Математична модель енергетичних процесів в режимі 24 години враховує похибку вимірювання $SoC \pm 5\%$. Моделювання виконувалось для двох варіантів розрахункового графіка $P_{LC}(t)$ з різним розподілом навантаженням, враховуючи, пікове для днів зі середньомісячною генерацією ФБ в лютому, березні та при низькій генерації ФБ в липні. Показано, що при прийнятих графіках навантаження та відсутності корекції збільшення навантаження на 10% при $P_{PV}(t) = P_{PVF}(t)$ або зниження генерації ФБ на 20% при розрахунковому навантаженні призводить до неприпустимого зниження DOD. Корекція P_g з дискретністю $\Delta t = 0,5$ в розглянутих випадках дозволяє забезпечити формування $SoC(t)$ при відхиленні $P_{PV}(t)$ до $0,8P_{PVF}(t)$ і $P_L(t)$ до $1,1P_L(t)$. При $P_L(t)$ нижче $P_{LC}(t)$ є можливість зниження витрат на 7–22% за рахунок підвищення ступеню використання енергії ФБ. Вирівнювання споживання на інтервалах $P_{g34} = P_{g45}$ в розглянутому випадку при відхиленні генерації ФБ відносно прогнозу на 20% дозволило обмежити DOD і збільшити k_E на 3%.

Розвиток роботи передбачає подальше удосконалення техніки розрахунку з використанням тарифікації оплати за електроенергію та управління ФЕС при різних сценаріях роботи.

References

Література

1. Pater, S. (2023). Increasing Energy Self-Consumption in Residential Photovoltaic Systems with Heat Pumps in Poland. *Energies*, 16(10), 4003. <https://doi.org/10.3390/en16104003>.
 2. Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*, Vol. 142, P. 80–94. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>.
 3. Khezri, R., Mahmoudi, A., Aki, H. (2022). Optimal planning of solar photovoltaic and battery storage systems for grid-connected residential sector: Review, challenges and new perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 153. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111763>.
 4. Kumar, N. M., Chopra, S. S., Chand, A. A., Elavarasan, R. M., Shafiullah, G. M. (2020). Hybrid Renewable Energy Microgrid for a Residential Community: A Techno-Economic and Environmental Perspective in the Context of the SDG7. *Sustainability*, 12, 3944; DOI: 10.3390/su12103944.
 5. Kamjoo, A., Maheri, A., Putrus, G. A., Dizqah, A. M. (2012). Optimal sizing of grid-connected hybrid wind-pv systems with battery bank storage. Conference Paper. URL: <https://www.researchgate.net/publication/231205795>.
 6. Photovoltaic geographical information system. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#SA.
 7. Shavolkin, O., Shvedchykova, I. (2020). Improvement of the multifunctional converter of the photoelectric system with a storage battery for a local object with connection to
1. Pater S. Increasing Energy Self-Consumption in Residential Photovoltaic Systems with Heat Pumps in Poland. *Energies*. 2023. 16(10). 4003. <https://doi.org/10.3390/en16104003>.
 2. Luthander R., Widén J., Nilsson D., Palm J. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*. 15 March 2015. Vol. 142. P. 80–94. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>.
 3. Khezri R., Mahmoudi A., Aki H. Optimal planning of solar photovoltaic and battery storage systems for grid-connected residential sector: Review, challenges and new perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, January 2022, Vol. 153. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111763>.
 4. Kumar N. M., Chopra S. S., Chand A. A., Elavarasan R. M., Shafiullah G. M. Hybrid Renewable Energy Microgrid for a Residential Community: A Techno-Economic and Environmental Perspective in the Context of the SDG7. *Sustainability*. 2020. 12. 3944. DOI: 10.3390/su12103944.
 5. Kamjoo A., Maheri A., Putrus G. A., Dizqah A. M. Optimal sizing of grid-connected hybrid wind-pv systems with battery bank storage. Conference Paper. January 2012. URL: <https://www.researchgate.net/publication/231205795>.
 6. Photovoltaic geographical information system. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#SA.
 7. Shavolkin O., Shvedchykova I. Improvement of the multifunctional converter of the photoelectric system with a storage battery for a

a grid. *Proceedings of the IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, P. 287–292. DOI: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250096.

8. Conext SW. Hybrid Inverter. URL: <https://www.se.com/ww/en/product-range-presentation/61645-conext-sw/>

9. Shavyolkin, O. O., Marchenko, R. M., Stanovskyi, E. Yu., Pidgainy, M. O., Kruglyak, G. V. (2021). Vyznachennia parametriv fotoelektrychnoi systemy z akumuliatorem dlia potreb lokalnoho ob'iektu [Determining the parameters of a photovoltaic system with a battery for the needs of a local facility]. *Tekhnolohii ta inzhynirynh = Technologies and Engineering*, 4, P. 41–50. DOI: 10.30857/2786-5371.2021.4.4 [in Ukrainian].

10. Shavolkin, O., Shvedchykova, I., Romanchenko, J., Marchenko, R., Yakymets, S. (2022). Installed Power of the Grid-Tied Photovoltaic System with Battery for Self-Consumption of the Local Object. *2022 IEEE 4th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*, Kremenchuk, Ukraine, P. 1–6. DOI: 10.1109/MEES58014.2022.10005628.

11. Zheng Zeng, Huan Yang, Rongxiang Zhao, Chong Cheng (2013). Topologies and control strategies of multi-functional grid-connected inverters for power quality enhancement: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24 (2013), P. 223–270. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.033>.

12. Vigneys, T., Kumarappan, N. (2017). Grid interconnection of renewable energy sources using multifunctional grid-interactive converters: A fuzzy logic based approach, *Electric Power Systems Research*, No. 151, P. 359–368.

13. Guerrero-Martinez, M. A., Milanes-Montero, M. I., Barrero-Gonzalez, F., Miñambres-Marcos, V. M., Romero-Cadaval, E., Gonzalez-Romera, E. (2017). A Smart Power Electronic Multiconverter for the Residential Sector. *Sensors*, 17, 1217, 16 p.; DOI: 10.3390/s17061217. URL: www.mdpi.com/journal/sensors.

14. Barelli, L., Bidini, G., Bonucci, F., Castellini, L., Castellini, S., Ottaviano, A., Pelosi, D., Zuccari, A. (2018). Dynamic Analysis of a Hybrid Energy Storage System (H-ESS) Coupled to a Photovoltaic (PV) Plant. *Energies*, 11, 396; DOI:10.3390/en11020396.

15. Shavolkin, O., Shvedchykova, I., Lishchuk, V., Stanovskyi, Y. (2023). Improving a model of the hybrid

local object with connection to a grid. *Proceedings of the IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. 2020. P. 287–292. DOI: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250096.

8. Conext SW. Hybrid Inverter. URL: <https://www.se.com/ww/en/product-range-presentation/61645-conext-sw/>

9. Шавьолькін О. О., Марченко Р. М., Становський Є. Ю., Підгайний М. О., Кругляк Г. В. Визначення параметрів фотоелектричної системи з акумулятором для потреб локального об'єкту. *Технології та інжиніринг*. 2021. № 4. С. 41–50. DOI: 10.30857/2786-5371.2021.4.4.

10. Shavolkin O., Shvedchykova I., Romanchenko J., Marchenko R., Yakymets S. Installed Power of the Grid-Tied Photovoltaic System with Battery for Self-Consumption of the Local Object. *2022 IEEE 4th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*. Kremenchuk, Ukraine, 2022, P. 1–6. DOI: 10.1109/MEES58014.2022.10005628.

11. Zheng Zeng, Huan Yang, Rongxiang Zhao, Chong Cheng. Topologies and control strategies of multi-functional grid-connected inverters for power quality enhancement: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013. 24 (2013), P. 223–270. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.033>.

12. Vigneys T., Kumarappan N. Grid interconnection of renewable energy sources using multifunctional grid-interactive converters: A fuzzy logic based approach, *Electric Power Systems Research*. 2017. No. 151. P. 359–368.

13. Guerrero-Martinez M. A., Milanes-Montero M. I., Barrero-Gonzalez F., Miñambres-Marcos V. M., Romero-Cadaval E., Gonzalez-Romera E. A Smart Power Electronic Multiconverter for the Residential Sector. *Sensors*. 2017. 17. 1217. 16 p.; DOI: 10.3390/s17061217. URL: www.mdpi.com/journal/sensors.

14. Barelli L., Bidini G., Bonucci F., Castellini L., Castellini S., Ottaviano A., Pelosi D., Zuccari A. Dynamic Analysis of a Hybrid Energy Storage System (H-ESS) Coupled to a Photovoltaic (PV) Plant. *Energies*. 2018. 11. 396; DOI:10.3390/en11020396.

15. Shavolkin O., Shvedchykova I., Lishchuk V., Stanovskyi Y. Improving a model

photovoltaic system with a storage battery for local object's self-consumption involving the setting of power consumed from the grid. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 3(8(123)), P. 6–16. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2023.280053>.

16. Mellit, A., Massi Pavan, A., Lughì, V. (2021). Deep learning neural networks for short-term photovoltaic power forecasting. *Renewable Energy*. 2021. Vol. 172. P. 276–288. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.166>.

17. Forecast. Solar. URL: <https://forecast.solar/>

18. Iyengar, S., Sharma, N., Irwin, D., Shenoy, P., Ramamritham, K. (2014). SolarCast – an open web service for predicting solar power generation in smart homes. *Proceedings of the 1st ACM Conference on Embedded Systems for Energy-Efficient Buildings*, 2014, November, P. 174–175. <https://doi.org/10.1145/2674061.2675020>.

19. Shavolkin, O., Shvedchykova, I., Kolcun, M., Medved', D. (2023). Improvement of a Hybrid Solar-Wind System for Self-Consumption of a Local Object with Control of the Power Consumed from the Grid. *Energies*, 16, 5851. <https://doi.org/10.3390/en16155851>.

20. Iyengar, S., Sharma, N., Irwin, D., Shenoy, P., Ramamritham, K. (2016). A Cloud-based Black Box Solar Predictor for Smart Homes. *ACM Reference Format: ACM Trans. Cyber-Phys. Syst.*, 1(4), Article No.: 21, P. 1–24. <https://doi.org/10.1145/3004056>

21. 24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/24-hour-simulation-of-a-vehicle-to-grid-v2g-system.html>.

22. Simscape Electrical. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/simplified-model-of-a-small-scale-micro-grid.html>.

of the hybrid photovoltaic system with a storage battery for local object's self-consumption involving the setting of power consumed from the grid. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2023. 3(8(123)). P. 6–16. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2023.280053>.

16. Mellit A., Massi Pavan A., Lughì V. Deep learning neural networks for short-term photovoltaic power forecasting. *Renewable Energy*. 2021. Vol. 172. P. 276–288. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.166>.

17. Forecast. Solar. URL: <https://forecast.solar/>

18. Iyengar S., Sharma N., Irwin D., Shenoy P., Ramamritham K. SolarCast – an open web service for predicting solar power generation in smart homes. *Proceedings of the 1st ACM Conference on Embedded Systems for Energy-Efficient Buildings*. 2014. November. P. 174–175. <https://doi.org/10.1145/2674061.2675020>.

19. Shavolkin O., Shvedchykova I., Kolcun M., Medved' D. Improvement of a Hybrid Solar-Wind System for Self-Consumption of a Local Object with Control of the Power Consumed from the Grid. *Energies*. 2023. 16. 5851. <https://doi.org/10.3390/en16155851>.

20. Iyengar S., Sharma N., Irwin D., Shenoy P., Ramamritham K. A Cloud-based Black Box Solar Predictor for Smart Homes. *ACM Reference Format: ACM Trans. Cyber-Phys. Syst.* 2016. Vol. 1, Iss. 4. Article No.: 21. P. 1–24. <https://doi.org/10.1145/3004056>.

21. 24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/24-hour-simulation-of-a-vehicle-to-grid-v2g-system.html>.

22. Simscape Electrical. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/simplified-model-of-a-small-scale-micro-grid.html>.

SHAVOLKIN OLEXANDER
Doctor of Technical Sciences, Professor,
Department of Computer Engineering
and Electromechanics,
Kyiv National University of Technologies
and Design, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0003-3914-0812>
Researcher ID: T-2652-2018
E-mail: shavolkin@gmail.com

MARCHENKO RUSLAN
PhD student, Department of Computer
Engineering and Electromechanics,
Kyiv National University of Technologies
and Design, Ukraine
<https://orcid.org/0009-0004-2585-6208>
E-mail: r.marchenko@ukr.net

SHAVOLKIN O. O., MARCHENKO R. M.

Kyiv National University of Technologies and Design, Ukraine

**IMPROVING THE TECHNIQUE FOR CALCULATING THE PARAMETERS
AND CONTROL OF A HYBRID PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH BATTERY
FOR SELF-CONSUMPTION OF A LOCAL OBJECT**

Purpose. *Increasing the degree of energy use of a hybrid photovoltaic system with a battery for the local object's own consumption, taking into account deviations in the load schedule relative to the calculated one and energy generation relative to the forecast value while reducing electricity consumption from the grid.*

Methodology. *Analytical methods of calculation in electrical circuits and results of processing archival data of photovoltaic battery generation for a given point of location of the object using computer simulation to evaluate the results.*

Results. *The technique for selecting parameters of a photovoltaic system based on archival generation data for 5 years has been improved, making it possible to increase the reliability of estimating the expected values of the degree of reduction in electricity consumption.*

Originality. *The control principle with setting the active power based on the forecast of the generation of a photovoltaic battery according to the accepted load schedule with correction in the process of forming a graph of the battery charge level $SoC(t)$ has been developed. This provides the possibility of compensating deviations of the load schedule from the estimated and generation of the photovoltaic battery with respect to the forecast value up to 20% while reducing the electricity consumption and increasing the degree of utilization of the energy of the photovoltaic battery. This is carried out at a given limit on the depth of battery discharge. Compliance of the actual $SoC(t)$ schedule with the given one is achieved by adjusting the active power consumption from the grid according to the SoC deviation with a given time discreteness. A variant of forming the $SoC(t)$ graph is proposed, which provides the possibility of correction during low generation of a photovoltaic battery with leveling the power consumption graph.*

Practical value. *The obtained decision regarding the formation of the $SoC(t)$ graph can be used in the design of photovoltaic systems for the self-consumption of local objects.*

Keywords: *hybrid photovoltaic system; parameter determination technique; the active power setting value; battery state of charge graph; correction of deviation; 24 h simulation.*