

# Система акумулювання сонячної електростанції

Лук'янов<sup>f</sup> М. О., ORCID [0000-0001-8930-9992](https://orcid.org/0000-0001-8930-9992)

Вербицький Є. В., к.т.н. доц., ORCID [0000-0001-7275-5152](https://orcid.org/0000-0001-7275-5152)

Кафедра електронних пристроїв та систем

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» ROR [00syn5v21](https://ror.org/00syn5v21)

Київ, Україна

Блінов А., к.т.н. с.н.с., ORCID [0000-0001-8577-4897](https://orcid.org/0000-0001-8577-4897)

Відділ силової електроніки та мехатроніки

Таллінський технологічний університет ROR [0443cwa12](https://ror.org/0443cwa12)

Таллін, Естонія

**Анотація**—У статті розглянуто зміни у законодавстві щодо правил генерування електроенергії відновлювальних джерел та впровадження штрафів за небаланси, що стимулює виробників покращувати прогноз генерації електроенергії та модернізувати існуючі електростанції шляхом встановлення систем акумулювання енергії. Також, проаналізовані можливі точки під'єднання та топології перетворювачів зарядно-розрядного пристрою системи акумулювання та обрано перетворювач, що задовольняє технічним вимогам системи. Описано й порівняно режими його роботи при заданій похибці прогнозу, а саме режим зі стабілізацією потужності та без неї. Доведено, що з точки зору покращення параметрів якості генерованої електроенергії за можливості доцільно використовувати режим зі стабілізацією потужності. Відповідно до обраного режиму роботи обрано літій-іонний акумулятор, що дозволяє у ширшому діапазоні стабілізувати потужність та розрахована його мінімальна ємність. Показано, що режим часткової стабілізації потужності використовується лише при похибці прогнозу більше ніж 52 % у режимі заряджання. Для перевірки отриманих теоретичних співвідношень для типових вхідних даних розраховано параметри перетворювача, створено його модель у середовищі MATLAB<sup>®</sup> Simulink<sup>®</sup> та перевірена його працездатність.

**Ключові слова** — відновлювальні джерела енергії; прогноз; система акумулювання електроенергії.

## I. ВСТУП

Для стимулювання виробників електроенергії відновлювальних джерел в Україні запроваджено «зелений тариф», за яким вартість електроенергії значно вища ринкової [1]. На початку дії зеленого тарифу, обсяг генерованої електроенергії не обмежувався, що, з поступовим збільшенням частки постачальників електроенергії відновлювальних джерел, мало негативний вплив на збалансованість енергосистеми України та збільшило фінансове навантаження на державу [2]. При цьому, зважаючи на фіксований тариф, виробники були не зацікавлені у балансуванні своїх потужностей та використовували спрощену структуру електростанцій без систем акумулювання енергії [3].

Як наслідок у 2020 р. заборгованість держави перед постачальниками енергії за зеленим тарифом зросла до критичного значення, а енергосистема України працювала на межі своїх балансувальних

потужностей [4]. Для попередження критичної ситуації між державою Україна і постачальниками електроенергії підписаний «Меморандум про взаєморозуміння стосовно врегулювання проблемних питань у сфері відновлюваної енергетики» [5] та прийнято закон про зниження зеленого тарифу [6], що, зокрема, передбачає введення штрафів за небаланси постачання електроенергії за зеленим тарифом.

Згідно з законом постачальники зобов'язуються надавати прогностичні значення генерованої електроенергії і дотримуватись цих показників для забезпечення балансування енергосистеми. У разі відхилення реально згенерованого обсягу енергії для вітрових електростанцій на 10 % і для сонячних — на 5 %, на постачальника накладаються штрафні санкції за небаланси [7]. Для постачальників з встановленою потужністю більше 1 МВт штрафні санкції складають:

- з 1 січня 2021 р. — 50 % від вартості електроенергії;



- з 1 січня 2022 р. — 100 %.

Для постачальників з встановленою потужністю менше 1 МВт штрафні санкції складають 10 % у 2021 р. з щорічним збільшенням на 10 % до 100 % у 2030 р. При цьому однакові штрафи накладаються як за дефіцит, так і за надлишок згенерованої електроенергії.

Тому, на разі для виробників електроенергії актуальною є проблема уникнення штрафів за небаланси, яку можна вирішити декількома шляхами:

- не проводити ніяких структурних змін і при цьому як прогнозне значення згенерованої електроенергії  $W_{pr}$  задавати:

$$W_{pr} = W_{av} - W_{3\sigma}, \quad (1)$$

де  $W_{av}$  – математичне очікування згенерованої енергії,  $W_{3\sigma}$  – довірчий інтервал для прогнозного значення електроенергії, який як правило обирають шириною  $3\sigma$ , де  $\sigma$  – середньоквадратичне відхилення для нормального закону розподілу випадкової величини, при цьому надлишок енергії розсіюється або використовується на власні потреби;

- вдосконаленням методу прогнозування з метою зменшення похибки;
- встановленням систем акумулювання енергії у вже існуючі електростанції.

Як правило, для усунення штрафних санкцій та отримання максимального прибутку, потрібно комбінувати два останні підходи. При цьому зменшення похибки прогнозу дозволить зменшити ємність акумулятора і сумарну вартість системи [8]. Тому актуальною задачею є модернізація існуючих сонячних електростанцій (СЕС) шляхом додавання до них систем акумулювання енергії з перетворювачами, що виконують функцію зарядно-розрядного пристрою (ЗРП).

У дослідженні проаналізовані можливі топології перетворювачів ЗРП системи акумулювання та обрано перетворювач, що задовольняє технічним вимогам системи, проаналізовано режими його роботи при заданій похибці прогнозу, розраховано ємність акумуляторної батареї. Для перевірки теоретичних співвідношень створено модель системи у середовищі MATLAB® Simulink®.

## II. ВИБІР ТОПОЛОГІЇ ПЕРЕТВОРЮВАЧА ЗРП

ЗРП використовується у вже існуючих СЕС, на яких не встановлено системи акумулювання енергії. Такі електростанції, як правило, складаються з ряду однотипних інверторів з гальванічним розділенням та вбудованими пристроями відбирання максимальної енергії (ПВМЕ), що під'єднуються безпосередньо до мережі, як зображено на рис. 1 [9]. При цьому ЗРП може бути під'єднано, як зі сторони постійного, так і зі сторони змінного струму.

Під'єднання зі сторони постійного струму має ряд переваг: простіша структура та принцип керування ЗРП ніж на змінному струмі, відсутність необхідності

гальванічного розділення між входом і виходом [10], модульна структура перетворювача, що дає можливість використовувати малопотужні напівпровідникові прилади, тому його доцільно використовувати на практиці [11-12]. При виборі топології ЗРП необхідно орієнтуватись на такі вимоги:

- можливість двоспрямованого передавання енергії;
- відносно висока робоча напруга до 1000 В, що задається робочою напругою інверторів для сонячних електростанцій [13-15];
- потужність від одиниць до десятків кіловат.

Серед типових топологій перетворювачів, що відповідають перерахованим вимогам, можна виділити мостові перетворювачі з проміжною високочастотною ланкою та м'якою [16] або жорсткою комутацією [17], двоспрямований перетворювач без гальванічного розділення з жорсткою комутацією [18].

Мостові перетворювачі, як правило, використовуються з метою гальванічного розділення входу і виходу, що є не обов'язковим для ЗРП. Перетворювачі з м'якою комутацією, з одного боку, мінімізують динамічні втрати, з іншого – призводять до збільшення максимальної напруги транзисторів, що зважаючи на рівень робочих напруг 1000 В є доволі критичним [19-20]. Тому для вирішення поставленої задачі доцільно обрати двоспрямований перетворювач без гальванічного розділення з жорсткою комутацією [21]. Для зменшення рівня динамічних і статичних втрат доцільно використовувати модульну топологію перетворювача з чергуванням фаз [22-23], структура якого показана на рис. 2.

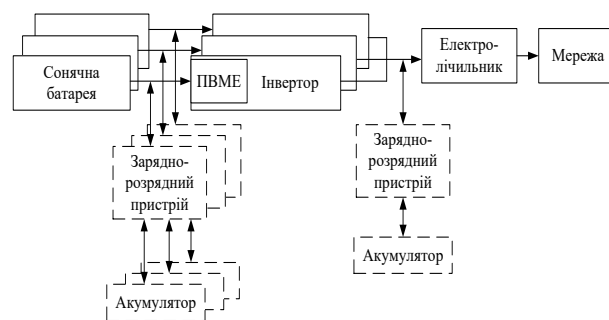


Рис. 1 Можливі точки під'єднання ЗРП

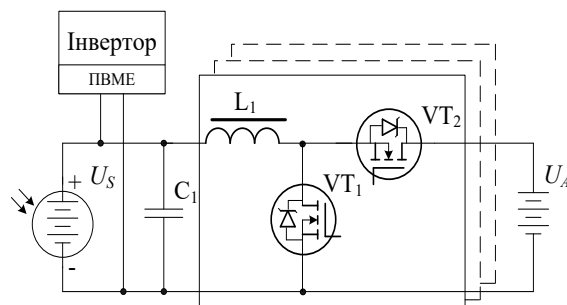


Рис. 2 Перетворювач з чергуванням фаз



Згідно з функціональною схемою, зображеною на рис. 2, між сонячною батареєю  $U_S$  та акумуляторною батареєю  $U_A$  під'єднано ряд однофазних перетворювачів, сигнали керування на транзистори яких подаються зі зсувом фаз. Конденсатор  $C_1$  використовується в схемі для згладжування пульсації струму інвертора та, як результат, збільшення відібраної енергії від батареї [24].

### III. ВИБІР ТИПУ ТА ПАРАМЕТРІВ АКУМУЛЯТОРНОЇ БАТАРЕЇ

Задача балансування енергії може бути вирішена двома способами:

- стабілізацією, як вихідної потужності, так і енергії на прогнозованому рівні протягом усього прогнозованого інтервалу часу;
- балансування лише обсягу енергії, генеруванням необхідного обсягу енергії  $\Delta W$  без стабілізації потужності.

При стабілізації потужності вихідна потужність СЕС є постійною, що сприяє балансуванню енергосистеми на всьому інтервалі часу, однак при цьому акумуляторна батарея використовується інтенсивніше, а її строк служби скорочується [25], тоді як при балансуванні тільки енергії миттєва потужність СЕС є нестабільною, але при цьому подовжується строк служби акумулятора [26].

За умовами законодавства стабілізація миттєвої потужності на даний момент не обов'язкова, однак, зважаючи на ефективніше балансування енергосистеми цим способом, він обирається для подальшого аналізу [27].

Ємність та тип акумуляторної батареї для обраного типу балансування обираються на основі наступних критеріїв:

- похибки прогнозу  $\delta$  потужності сонячного випромінювання;
- максимального значення зарядного  $I_{z(\max)}$  і розрядного  $I_{r(\max)}$  струмів акумуляторної батареї.

Похибка прогнозу визначає мінімальну ємність акумуляторної батареї  $C_{A(\min)}$ :

$$C_{A(\min)} = \frac{2 \cdot \eta_{ЗР} \cdot \eta_A \cdot \delta \cdot P_{\max}}{U_{A(\min)}}, \quad (2)$$

де  $P_{\max}$  – встановлена потужність сонячних батарей,  $\eta_{ЗР}$  – коефіцієнт корисної дії ЗРП,  $\eta_A$  – коефіцієнт корисної дії акумуляції енергії,  $U_{A(\min)}$  – мінімальна напруга акумуляторної батареї. Зважаючи, що напруга  $U_{A(\min)}$  орієнтовно дорівнює напрузі точки максимальної потужності  $U_{МП}$ ,  $U_{A(\min)} \approx U_{МП}$ , мінімальну ємність можна визначити як:

$$C_{A(\min)} \approx 2 \cdot \eta_{ЗР} \cdot \eta_A \cdot \delta \cdot I_{МП(\max)}, \quad (3)$$

де  $I_{МП(\max)}$  – струм в точці максимальної потужності сонячної батареї при максимальній освітленості.

Зважаючи на те, що похибка прогнозу потужності сонячного випромінювання становить до 30 % [28],  $\delta \leq 0.3$ , коефіцієнт корисної дії ЗРП  $\eta_{ЗР} \approx 0.95$  і ефективність акумуляції енергії орієнтовно складає 90 %,  $\eta_A \approx 0.9$ , мінімальна ємність акумулятора складає  $C_{\min} = 0.52 \cdot I_{МП(\max)}$ . Однак додатковою вимогою до акумуляторів є забезпечення зарядно-розрядних струмів на рівні  $I_{МП(\max)}$ , що накладає додаткові вимоги на ємність акумулятора, що залежать від типу акумулятора.

Як правило, в потужних високовольтних системах акумуляції використовуються кислотно-свинцеві (LA) або літій-іонні акумулятори (Li-ion) [29]. Кислотно-свинцеві акумулятори через нижчу ціну використовуються частіше, однак вони мають гірші технічні показники ніж літій-іонні акумулятори. Порівняльні характеристики типів акумуляторів наведені у табл. 1.

Зважаючи на менші розрядні та зарядні струми LA акумулятор повинен мати більшу ємність для забезпечення стабілізації потужності ніж Li-ion акумулятор, що нівелює основну перевагу LA акумулятора – низьку ціну [30]. Тому для акумуляції енергії в СЕС доцільно використовувати акумулятор типу Li-ion. Для додаткового зменшення вартості системи акумуляції пропонується використовувати акумулятор з ємністю  $C_{A(\min)}$ , а у випадках коли струм, необхідний для стабілізації вихідної потужності СЕС, перевищить граничне значення зарядного/розрядного струму, задане у табл. 1, обмежувати його значення, тобто виконувати часткову стабілізацію вихідної потужності.

На рис. 3 зображено області повної і часткової стабілізації потужності залежно від прогнозованого  $I_{П}$  і реального струму  $I_{Р}$  сонячних батарей.

Як видно з рис. 3, режими часткової стабілізації потужності спостерігаються лише при значних негативних похибках прогнозу -52 % – (-100 %), тобто лише в режимі заряджання, ймовірність яких значно менша, ніж режимів повної стабілізації потужності.

Таблиця 1 Порівняння технічних показників літій-іонних і кислотно-свинцевих акумуляторів

Тип	Питома енергосмість, Вт·год/кг	Глибина розряду	Максимальний зарядний струм, $I_z$	Максимальний розрядний струм, $I_r$
LA	30-40	40-60 %	0.25C	1C
Li-ion	100-250	100 %	1C	2C

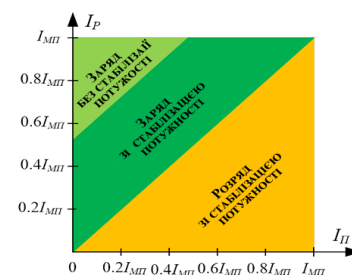


Рис. 3 Области повної і часткової стабілізації потужності



Для зменшення ціни системи акумуляування необхідно використовувати акумуляторну батарею з мінімальною номінальною напругою, що дозволить:

- зменшити енергоемність, а отже і вартість системи;
- використовувати напівпровідникові прилади, розраховані на меншу напругу, що мають меншу вартість та опір каналу, і, як результат, менші статичні втрати.

Для забезпечення коректної роботи перетворювача необхідно, щоб напруга на сонячній батареї, що працює в точці максимальної потужності  $U_{МП(max)}$ , не перевищувала мінімальну напругу акумулятора  $U_{A(min)}$ :

$$U_{МП(max)} \leq U_{A(min)}, \quad (4)$$

де максимальна напруга в точці максимальної потужності  $U_{МП(max)}$  досягається при мінімальній робочій температурі сонячної батареї. При проектуванні акумуляторної батареї доцільно задати  $U_{МП(max)} = U_{A(min)}$ . Розглянемо принцип керування перетворювачем ЗРП, що працює паралельно інвертору напруги з вбудованим ПВМЕ, як показано на рис. 2.

#### IV. ПРОЕКТУВАННЯ ЗРП ТА АКУМУЛЯТОРНОЇ БАТАРЕЇ

Параметри ЗРП і акумуляторної батареї розраховуються для сумісної роботи з інвертором SMA Sunny Tripower CORE1 потужністю 50 кВт та 20 послідовно з'єднаними сонячними панелями LP156\*156-M-60 потужністю 315 Вт [31]. Параметри сонячної панелі: напруга холостого ходу  $U_{XX(1)} = 40.5$  В, струм короткого замикання  $I_{KЗ(1)} = 10$  А, струм в точці МП,  $I_{МП(1)} = 9.5$  А, напруга в точці МП,  $U_{МП(1)} = 33$  В. Для батареї сонячних панелей напруга холостого ходу і в точці МП складатиме:  $U_{XX} = 810$  В,  $U_{МП} = 660$  В.

Відповідно до (3) ємність акумуляторної батареї складає  $C_A = 5.2$  А·год. Мінімальна напруга акумуляторної батареї  $U_{b(min)}$  розраховується за (4) і становить  $U_{A(min)} = 660$  В. Зважаючи на те, що мінімальна напруга на комірці Li-іон акумулятора  $U_{A1(min)}$  становить,  $U_{A1(min)} = 2.75$  В, а максимальна  $U_{A1(max)} = 4.2$  В, напруга на акумуляторній батареї змінюється в діапазоні  $U_A = 660..1010$  В. Номінальна напруга акумуляторної батареї  $U_{A(nom)} = 888$  В. Якщо взяти до уваги, що номінальна напруга однієї комірки становить 3.7 В, акумуляторна батарея складається з  $N = 240$  комірок.

Згідно з наведених розрахунків ЗРП повинен бути розрахований на струм  $I_{max} = 0..10$  А і напругу  $U_{max} = 1010$  В.

Нехай ЗРП працює на частоті  $f = 40$  кГц і складається з двох модулів, кожний з яких розраховано на струм  $I_{max(1)} = 5$  А. Прийемо пульсацію вхідного струму на кожному модулі  $\Delta I_M = 2$  А, тоді вхідна індуктивність модуля  $L_1$ , рис. 2, розраховується для максимальної вихідної напруги  $U_{max}$  для режиму зниження напруги:

$$L_1 = \frac{U_{МП}}{\Delta I_M f} (1 - \gamma) = 2.9 \text{ мГн}, \quad (5)$$

де  $\gamma = U_{МП} / U_{max}$  – коефіцієнт заповнення імпульсів в режимі пониження напруги.

Для забезпечення ефективного відбирання енергії від сонячної батареї пульсацію на вході ЗРП  $\Delta U_{BX} = 1$  В, за такої пульсації ємність  $C_1$  на вході ЗРП розраховується за формулою:

$$C_1 = \frac{\Delta U_{BX}}{4f\Delta U} = 6.25 \text{ мкФ}. \quad (6)$$

Розглянемо принцип керування модулями ЗРП.

#### V. ПРИНЦИП КЕРУВАННЯ ЗРП

За умови під'єднання ЗРП безпосередньо на виході сонячної батареї, він працює паралельно ПВМЕ інвертора. Для забезпечення паралельної роботи обох перетворювачів, робота ЗРП не повинна впливати на процес пошуку точки максимальної потужності ПВМЕ, тобто працювати в режимі постійної потужності. Після зміни освітленості сонячної батареї ЗРП повинен стабілізувати потужність на вході інвертора для того, щоб ПВМЕ не змінював режим своєї роботи. Умовою для роботи в такому режимі є низька інерційність контуру керування ЗРП у порівнянні з перехідним процесом зміни освітленості. Стала часу зміни напруги/струму на виході ЗРП  $\tau_{ЗРП}$  розраховується за формулою:

$$\tau_{ЗРП} = \frac{C_1 U_{МП}}{I_{МП}} = 0.4 \text{ мс}. \quad (7)$$

Оцінимо час зміни освітленості при затіненні сонця хмарою у найгіршому випадку: швидкість вітру  $v = 30$  м/с, висота хмар над горизонтом  $l = 1$  км. Як відомо кутівий розмір Сонця  $\alpha$  для спостерігача на Землі складає половину градуса,  $\alpha = 0.5^\circ$ . Тому уявний діаметр сонячного диску  $D$  на висоті  $l = 1$  км складає:

$$D \approx l \sin \alpha = 8.7 \text{ м}. \quad (8)$$

У цьому випадку сонячний диск повністю зникне за хмарою за час:

$$t_{II} \approx D / v = 0.29 \text{ с}. \quad (9)$$

Зважаючи на те, що  $t_{II} \gg \tau_{ЗРП}$ , стабілізація вихідної потужності на вході інвертора є досяжною задачею, що дає можливість використовувати ЗРП для усунення штрафних санкцій за небаланс потужності. При цьому роботу системи керування ЗРП можна розділити на етапи:

- 1) Отримання прогнозного значення потужності сонячного випромінювання  $P_{CB(1-2)}$  на прогнозний інтервал 1 год. – 2 год. та уточненого значення потужності  $P_{CB\kappa(0-1)}$  на інтервал 0 год. – 1 год.
- 2) Перерахунок прогнозного значення потужності освітленості  $P_{CB(1-2)}$  і  $P_{CB\kappa(0-1)}$  в електричну



потужність  $P_{МП(1-2)}$  і  $P_{МПк(0-1)}$  відповідно з врахуванням орієнтації сонячних панелей, пори року і їх ККД.

- 3) Розрахунок прогнозної задавальної дії потужності на прогнозованому інтервалі 1 год. – 2 год.  $P_{МП(1-2)зад}$  та прогнозного обсягу енергії, що буде генеруватись СЕС в цілому  $W_{МП(1-2)зад}$  для передачі інформації регулятору:

$$P_{МП(1-2)зад} \approx (C_{Anom} - 0.5C_A) \cdot U_A / T_1 + (P_{МП(0-1)} - P_{МПк(0-1)}) + P_{МП(1-2)}; \quad (10)$$

$$W_{МП(1-2)зад} = P_{МП(1-2)зад} \cdot T_1, \quad (11)$$

де  $C_{Anom}$  – поточний заряд акумулятора,  $T_1$  – довжина прогнозного інтервалу,  $T_1 = 1$  год.

Принцип формування прогнозної задавальної потужності  $P_{МП(1-2)зад}$  та прогнозного обсягу енергії  $W_{МП(1-2)зад}$  розраховується з урахуванням підтримання поточного рівня заряду акумулятора на рівні 50 %, що відображено у (10), оскільки такий поточний заряд дозволяє одночасно згенерувати і запасти максимальний обсяг енергії, тобто має максимальну балансуєчу здатність. Також з урахуванням того, що є можливість відкоригувати прогноз на інтервалі 0 год. – 1 год. в формулі враховується вплив цього значення. Тому при поточному заряді акумулятора більше 50 % і, якщо уточнене значення потужності на інтервалі  $P_{МПк(0-1)}$  є більшим прогнозного, то задавальне прогнозне значення  $P_{МП(1-2)зад}$  більше прогнозного  $P_{МП(1-2)}$ ,  $P_{МП(1-2)зад} > P_{МП(1-2)}$ . Якщо ж поточне значення заряду акумулятора менше 50 % і уточнене значення потужності на інтервалі  $P_{МПк(0-1)}$  є меншим прогнозного – навпаки –  $P_{МП(1-2)зад} < P_{МП(1-2)}$ .

Стабілізація задавального значення потужності на прогнозованому інтервалі на основі пропорційно-інтегрального (ПІ) закону керування.

У випадку часткової стабілізації потужності, що може спостерігатись у випадку похибки прогнозу – 52 % – (-100 %), акумулятор заряджається з максимально можливим зарядним струмом до часу  $t_{П}$ , що визначається з рівняння:

$$W_{МП(1-2)зад} = \int_0^{t_{П}} (P_{МП}(t) - P_{ЗРП(max)}(t)) dt, \quad (12)$$

де  $P_{ЗРП(max)}$  – максимальна потужність ЗРП в режимі заряджання.

Згідно з (12) задавальне значення енергії на прогнозованому інтервалі буде досягнуто в момент часу  $t_{П}$ . Для усунення надлишкової генерації енергії в мережу протягом інтервалу часу  $[t_{П}; T_1]$  ЗРП закорочує сонячну батарею і енергія в мережу не передається. Очевидно, що такий режим роботи є небажаним і може бути усунений шляхом збільшення ємності акумулятора. Однак через низьку ймовірність таких режимів, прибуток від збільшення генерації електроенергії нівелюється витратами на збільшення ємності акумулятора і з економічної точки зору є недоцільним.

Функціональна схема системи керування ЗРП показана на рис. 4.

Згідно з функціональною схемою для керування ЗРП необхідно чотири давачі: давач струму і напруги на вході ПВМЕ — для стабілізації потужності на вході інвертора; давач вхідного струму ЗРП для контролю зарядних і розрядних струмів акумулятора та давач напруги акумулятора для контролю рівня заряду і процесу заряду. На основі значень давачів формується закон керування модулями ЗРП.

Практична перевірка особливостей роботи ЗРП зроблена в програмному середовищі MATLAB® Simulink®.

## VI. МОДЕЛЮВАННЯ ЗРП В СЕРЕДОВИЩІ MATLAB® SIMULINK®

Розглянемо принцип керування модулями ЗРП.

Модель СЕС з системою акумулявання показана на рис. 5. Вона складається з сонячної батареї FB, до якої під'єднано блок Photo current, що задає значення фотоструму, ПВМЕ та двомодульного ЗРП з акумулятором.

Параметри моделі ЗРП наведено у табл. 2.

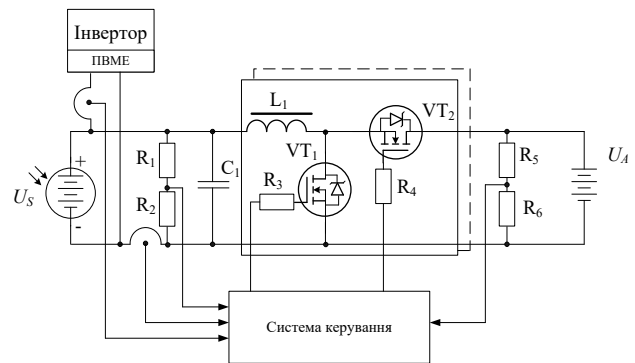


Рис. 4 Функціональна схема системи керування ЗРП

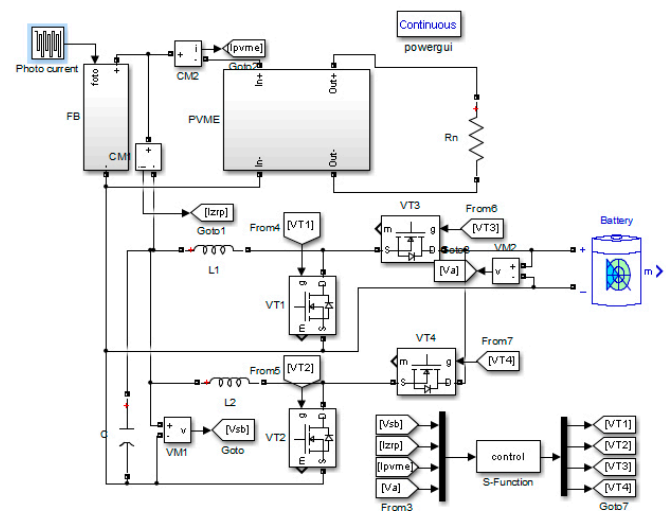


Рис. 5. Модель СЕС з системою акумулявання в середовищі MATLAB® Simulink®

ТАБЛИЦЯ. 2. ПАРАМЕТРИ МОДЕЛІ ЗРП



Параметр	Значення
<b>Сонячна батарея</b>	
Струм короткого замикання, $I_{K3(max)}$	10 А
Струм точки МП, $I_{МП(max)}$	9.5 А
Напруга холостого ходу, $U_{ХХ}$	810 В
Напруга точки МП, $U_{МП}$	660 В
<b>Акумулятор</b>	
Номінальна напруга, $U_{A(ном)}$	888 В
Ємність, $C_A$	5.2 А·год
Максимальний зарядний струм, $I_{Z(max)}$	5.2 А
Максимальний розрядний струм, $I_{P(max)}$	10.4 А
<b>Зарядно-розрядний пристрій</b>	
Кількість комірок, $N$	2
Вхідна ємність, $C$	6.25 мкФ
Індуктивність, $L$	2.9 мГн

При моделюванні роботи ЗРП доцільно виділити режими:

- пуск системи, коли ПВМЕ і ЗРП починають працювати з нульовими початковими умовами;
- режим стабілізації потужності на вході ПВМЕ при зміні освітленості;
- режим часткової стабілізації потужності на вході ПВМЕ при зміні освітленості.

Розглянемо особливості кожного режиму, починаючи з пуску системи. Під час пуску системи транзистори  $VT_1$ ,  $VT_2$  ЗРП ввімкнені, рис. 5, напруга на виході сонячної батареї близька до нуля. У цьому режимі вимірюється значення струму короткого замикання при заданій освітленості  $I_{K3n}$ , що є сумою вхідних струмів ЗРП і ПВМЕ, та визначається орієнтовна потужність в точці МП  $P_{МП}$ :

$$P_{МП} \approx 0.95 \cdot I_{K3n} \cdot U_{МП}. \quad (13)$$

Після чого визначається значення потужності, як повинна генеруватись або споживатись системою акумулявання:

$$P_{ЗРП} \approx P_{МП} - P_{МП(1-2)зад}, \quad (14)$$

яка використовується як задавальна дія для ПІ регулятора ЗРП.

ЗРП переходить в режим стабілізації потужності  $P_{ЗРП}$  протягом всього перехідного процесу і одночасно контролю значення потужності на вході ПВМЕ. Після закінчення перехідного процесу потужність на вході ПВМЕ,  $P_{ПВМЕ}$ , як правило, відрізняється від задавального значення  $P_{МП(1-2)зад}$ , тому після настання усталеного режиму різниці потужностей відпрацьовується ЗРП. Часові діаграми системи показано на рис. 6 для випадку  $I_{K3} = 8.5$  А,  $P_{МП(1-2)зад} = 4$  кВт.

Згідно з рис. 6, у початковий момент часу, визначається МП сонячної батареї, після чого ЗРП переходить у режим стабілізації потужності розрахованою за (14). Після виходу в усталений режим здійснюється корекція потужності на вході ПВМЕ, момент часу  $t = 45$  мс.

Під час зміни освітленості сонячної батареї ЗРП забезпечує стабілізацію потужності на виході ПВМЕ. Приклад повної стабілізації показано на рис. 7, часткової – на рис. 8.

У режимі повної стабілізації, рис. 7, зі збільшенням струму короткого замикання, а отже і потужності в точці МП, потужність ПВМЕ є стабільною, а надлишок енергії йде на заряджання акумулятора

У режимі часткової стабілізації, рис. 8, потужність ПВМЕ стабілізується, до тих пір поки струм ЗРП не досягне максимального значення при заряджанні акумулятора, після чого струм і потужність ЗРП має постійне значення, а потужність ПВМЕ зростає. При цьому у режимі стабілізації потужності похибка середнього значення потужності не перевищує 5 %, що дозволяє згенерувати заданий обсяг енергії на прогнозованому інтервалі та уникнути штрафів за небаланси.

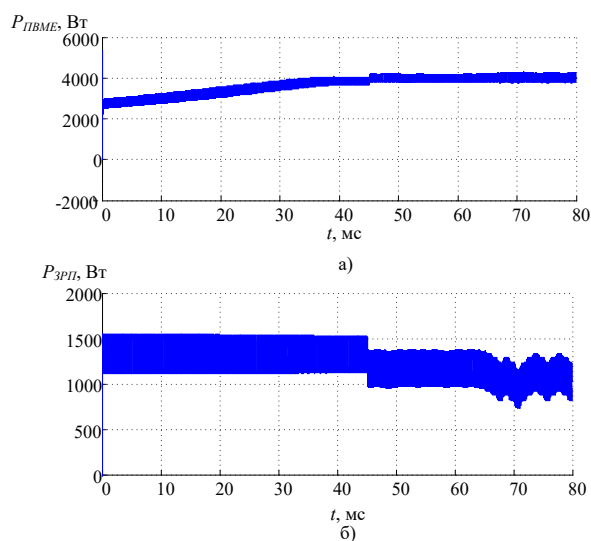


Рис. 6. Пуск системи: а) потужність ПВМЕ; б) потужність ЗРП

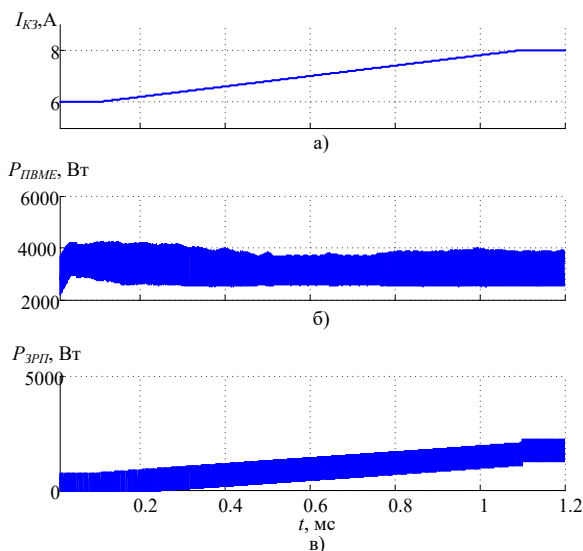


Рис. 7. Режим повної стабілізації потужності системи: а) залежність струму короткого замикання  $I_{K3}$ ; б) потужність ПВМЕ ; б) потужність ЗРП



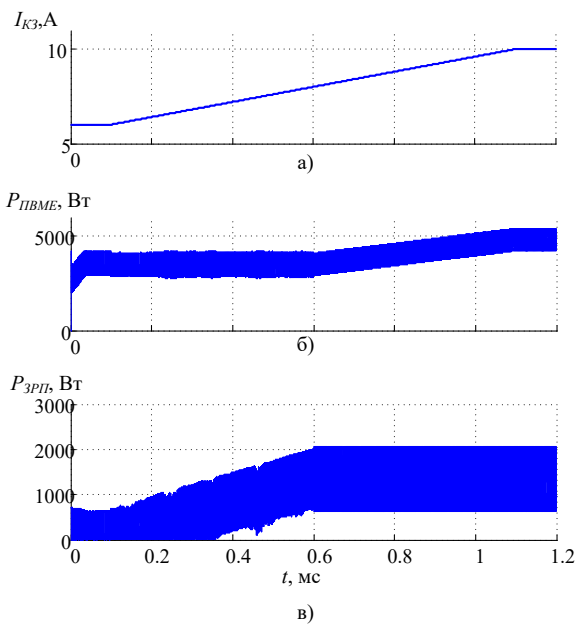


Рис. 8. Режим повної стабілізації потужності системи: а) залежність струму короткого замикання ІКЗ; б) потужність ПВМЕ; в) потужність ЗРП

#### ПОДЯКА

Наукові дослідження, висвітлені у статті, виконані в рамках науково-дослідної теми № 0120U102131 «Система енергозабезпечення високочастотних вентильно-індукторних двигунів дрона з багатокомірковими перетворювачами і просторово-часовою модуляцією», що фінансується міністерством освіти і науки України.

#### ВИСНОВКИ

У статті спроектовано перетворювач для балансування енергії сонячних електростанцій на основі двоспрямованого перетворювача з чергуванням фаз, що дозволяє зменшити рівень динамічних та статичних втрат, а також рівня вхідних пульсацій, що, у свою чергу, збільшує обсяг відібраної енергії від сонячної батареї.

Визначено необхідну ємність акумуляторних батарей, що складає 52 % від струму короткого замикання сонячної батареї, помноженого на годину, та промодельовано роботу системи, що підтвердило можливість балансування генерування енергії з похибкою не більше 5 % і, таким чином, усунення штрафів за небаланси.

#### ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

- [1] "Pro vnesennya zmin do statti 9-1 Zakonu Ukraini "Pro alternativni dzherela energiyi" shodo vregulyuvannya pitannya generatsiyi elektrichnoyi energiyi privatnimi domogospodarstvami [On Amendments to Article 9-1 of the Law of Ukraine "On Alternative Energy Sources" on Settlement of Electricity Generation by Private Households]", *Vidomosti Verhovnoyi Radi (VVR)*, 2019, № 32, ст.126, [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-19#Text>
- [2] "UHVALA za pozovom Derzhavnogo pidpriyemstva "Garantovaniy pokupec" do Privatnogo akcionernogo tovaristva "Nacionalna energetichna kompaniya "Ukrenergo [RESOLUTION on the claim of the State Enterprise "Guaranteed Buyer" to the Private Joint-Stock Company "National Energy Company" Ukrenergo]", *Case № 910/16664/20,18.12.2020*, [Online]. Available: <https://reyestr.court.gov.ua/Review/93623291>
- [3] Matthew T. Lawder, Vilayanur Viswanathan, Venkat R. Subramanian, "Balancing autonomy and utilization of solar power and battery storage for demand based microgrids", *Journal of Power Sources*, 2015, DOI: [10.1016/j.jpowsour.2015.01.015](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2015.01.015)
- [4] "Oglyad energetichnogo sektoru Ukraini: instituciyi, upravlinnya ta politichni zasadi [Review of the energy sector of Ukraine: institutions, management and policy principles]", *OECD*, 2019, [Online]. Available: <https://www.oecd.org/eurasia/competitiveness-programme/eastern-partners/Monitoring-the-energy-strategy-Ukraine-2035-UKR.pdf>
- [5] "Pro shvalennya Memorandumu pro vzayemorozuminnya shodo vregulyuvannya problemnih pitan u sferi vidnovlyuvanoi energetiki v Ukraini [On approval of the Memorandum of Understanding on the settlement of problematic issues in the field of renewable energy in Ukraine]", *Vidomosti Verhovnoyi Radi (VVR)*, 2020, № 50, ст.456, [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1141874-20#Text>
- [6] "Pro vnesennya zmin do deyakih zakoniv Ukraini shodo udoskonalennya umov pidtrimki virobnictva elektrichnoyi energiyi z alternativnih dzherel energiyi [About modification of some laws of Ukraine concerning improvement of conditions of support of production of electric energy from alternative energy sources]", *Vidomosti Verhovnoyi Radi (VVR)*, 2020, № 50, ст.456, [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text>
- [7] "Pravila vregulyuvannya nebalansiv na rinku elektrichnoyi energiyi: sho zminilosya [Rules for settling imbalances in the electricity market: what has changed]", *Yuridichna gazeta №4 (734)*, [Online]. Available: <https://yur-gazeta.com/publications/practice/energetichne-pravo/pravila-vregulyuvannya-nebalansiv-na-rinku-elektrichnoyi-energiyi-shcho-zminilosya.html>
- [8] Yuqing Yang, Stephen Bremner, Chris Menictas, Merlinda Kay, "Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, DOI: [10.1016/j.rser.2018.03.047](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.047)
- [9] Jung-Min Kwon, Kwang-Hee Nam, and Bong-Hwan Kwon, "Photovoltaic Power Conditioning System With Line Connection", *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, VOL. 53, NO. 4, 2006, DOI: [10.1109/TIE.2006.878329](https://doi.org/10.1109/TIE.2006.878329)
- [10] G. Lara-Salazar, N. Vázquez, C. Hernández, H. López, "Multi-Input DC/DC Converter with Battery Backup for Renewable Applications", *13th International Conference on Power Electronics (CIEP)*, 2016, DOI: [10.1109/CIEP.2016.7530729](https://doi.org/10.1109/CIEP.2016.7530729)
- [11] Sergio Ignacio Serna-Garcés, Daniel Gonzalez Montoya, Carlos Andres Ramos-Paja, "Sliding-Mode Control of a Charger/Discharger DC/DC Converter for DC-Bus Regulation in Renewable Power Systems", *Energies*, 2016, DOI: [10.3390/en9040245](https://doi.org/10.3390/en9040245)
- [12] Eliana Arango, Carlos Andres Ramos-Paja, Javier Calvente, Roberto Giral, Sergio Serna, "Asymmetrical Interleaved DC/DC Switching Converters for Photovoltaic and Fuel Cell Applications—Part 1: Circuit Generation, Analysis and Design", *Energies*, 2012, DOI: [10.3390/en5114590](https://doi.org/10.3390/en5114590)
- [13] "On-grid inverter HUAWEI SUN 2000-33KTL-A", *Veles Energo*, [Online]. Available: <https://xn--b1agax5a.xn--j1amb/solnechnye-stancii-pod-zelenyj-tarif/setevoj-invertor-huawei-sun-2000-33ktl-a/>
- [14] "Grid inverter SMA Sunny Tripower 10000 TL-20 (10 kVA, 3 phases / 2 trackers) with a display", *Research and production company Elcomservice*, [Online]. Available:



- <https://elcomservice.com.ua/products/setevoy-invertor-sma-sunny-tripower-10000-tl-20-10-kva-3-fazi-2-treker-a-displeem.html>
- [15] "Grid inverter 50кВт Growatt MAX 50 KTL3 LV", *Alfa solar*, [Online]. Available: <https://alfa.solar/ru/setevoy-invertor-50kvt-growatt-max-50-ktl3-lv-id891.html>
- [16] Blinov, A., Kosenko, R., Chub, A., Vinnikov, D., "Snubberless boost full-bridge converters: Analysis of soft switching performance and limitations", *International Journal of Circuit Theory and Application*, 2019; 47: 884–908, DOI: [10.1002/cta.2626](https://doi.org/10.1002/cta.2626)
- [17] M. Jiménez Carrizosa, A. Benchaib, P. Alou, G. Damm, "DC transformer for DC/DC connection in HVDC network", *15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*, 2013, DOI: [10.1109/EPE.2013.6631774](https://doi.org/10.1109/EPE.2013.6631774)
- [18] Karki, N.R., Karki, R., Verma, A.K., Choi, J., "Deals with the phenomenon of low voltage ride through in wind turbine generators", *Sustainable Power Systems*, 2017, [Online]. Available: <https://www.springer.com/gp/book/9789811022296>
- [19] Sun-Jae Park, Sol Mun, Joung-Hu Park, Hee-Jong Jeon, "Controller Design of Power Conditioning Systems with Energy Storage Device for Renewable Energy Source under Stand-Alone Operation", *Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2012, DOI: [10.1109/APEC.2012.6166092](https://doi.org/10.1109/APEC.2012.6166092)
- [20] R. Carbone, "Grid-Connected Photovoltaic Systems with Energy Storage", *International Conference on Clean Electrical Power*, 2009, DOI: [10.1109/ICCEP.2009.5211967](https://doi.org/10.1109/ICCEP.2009.5211967)
- [21] Zubair Rehman, Ibrahim Al-Bahadly, Subhas Mukhopadhyay, "MultiinputDC–DC convertersinrenewableenergy applications – An overview", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41, 2015, DOI: [10.1016/j.rser.2014.08.033](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.033)
- [22] Blinov, A., Verbytskyi, I., Zinchenko, D., Vinnikov, D., Galkin, I., "Modular Battery Charger for Light Electric Vehicles", *Energies* 2020, 13, 774, DOI: [10.3390/en13040774](https://doi.org/10.3390/en13040774)
- [23] Stefan Keller, Kläre Christmann, Miguel Sanchez-Arjona Gonzalez, Adrian Heuer, "A modular fuel cell battery hybrid propulsion system for powering small utility vehicles", *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2017, DOI: [10.1109/VPPC.2017.8330969](https://doi.org/10.1109/VPPC.2017.8330969)
- [24] Romashko V. Y., Verbickij Y. V., Kirichek Y. I. "Analiz vtrat energii v sistemi vidboru maksimalnoyi potuzhnosti sonyachnoyi batareyi [Analysis of energy losses in the system of selection of the maximum power of the solar battery]" *Technical electrodynamic* – 2014, № 4, p. 55-57. URL: [http://previous.techned.org.ua/2014\\_4/st18.pdf](http://previous.techned.org.ua/2014_4/st18.pdf)
- [25] Matthew T. Lawder, Bharatkumar Suthar, Paul W. C. Northrop, Sumitava De, C. Michael Hoff, Olivia Leitemann, "Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications", *Proceedings of the IEEE, Volume:102*, 2014, DOI: [10.1109/JPROC.2014.2317451](https://doi.org/10.1109/JPROC.2014.2317451)
- [26] Shinichi Sano, Yoshiaki Ito, Yoshikazu Hirose, Hisaki Takeuchi, Shigeo Aone, "Development of Long Cycle Life Valve-Regulated Lead-Acid Battery for Large-Scale Battery Energy Storage System to Utilize Renewable Energy", *IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, 2015, DOI: [10.1109/INTELEC.2015.7572367](https://doi.org/10.1109/INTELEC.2015.7572367)
- [27] Mladen R. Apostolović, Ivan A. Škokljčev, "Energy Balances of South East European Countries with the Emphasis on the Influences of Renewable Energy Sources", *4th International Symposium on Environmental Friendly Energies and Applications(EFEA)*, 2016, DOI: [10.1109/EFEA.2016.7748802](https://doi.org/10.1109/EFEA.2016.7748802)
- [28] "Prognozuvannya generaciyi vid zminnoyi vidnovlyuvanoyi energiyi [Forecasting of generation from variable renewable energy]" *AVENSTON GROUP Article*, 2017 [Online]. Available: <https://avenston.com/articles/vre-generation-forecasting/>
- [29] Rui Xiong, Weixiang Shen "A comprehensive examination of advanced battery management technologies and practices in modern electric vehicles" in *Advanced Battery Management Technologies for Electric Vehicles (Automotive Series)*, 1st Edition, Kindle Edition - 2019, p.140.
- [30] H. Takabayashi, et al., "Development of Valve Regulated Lead Acid Batteries for Power Storage", *Proceedings of INTELEC '03*, 2003, pp.383-390, DOI: [10.1109/INTELEC.2003.1252142](https://doi.org/10.1109/INTELEC.2003.1252142)
- [31] "Solar panel Lepton Solar LP156\*156-M-60 330W", *Pravilnoe elektropitanie*, [Online], Available: <https://el-ektro.in.ua/solnechnaja-panel-lepton-solar-lp156156-m-60-330w>

Надійшла до редакції 07 червня 2021 р.

Прийнята до друку 20 липня 2021 р.





# Solar Power Plant Storage System

M. O. Lukianov<sup>f</sup>, ORCID [0000-0001-8930-9992](https://orcid.org/0000-0001-8930-9992)

Ie. V. Verbytskyi, PhD Assoc.Prof., ORCID [0000-0001-7275-5152](https://orcid.org/0000-0001-7275-5152)

Department of Electronic Devices and Systems

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute" ROR [00syn5v21](https://ror.org/00syn5v21)

Kyiv, Ukraine

A. Blinov, PhD Senior Researcher, ORCID [0000-0001-8577-4897](https://orcid.org/0000-0001-8577-4897)

Department of Power Electronics and Mechatronics

Tallinn University of Technology ROR [0443cwa12](https://ror.org/0443cwa12)

Tallin, Estonia

**Abstract**—The article analyzes changes in the legislation on the rules of electricity generation from renewable sources and the introduction of penalties for imbalances, which encourages producers to improve the forecast of electricity generation and modernization of existing power plants by installing energy storage systems.

Possible connection points and charge/discharge device (CDD) converter topologies for an energy storage system are analyzed and the converter that meets technical requirements of the system are selected. As a result, the connection from the direct current side has a number of advantages: simpler CDD structure and control principle, in comparison with alternating current; no galvanic separation between input and output. Converter analysis showed, that due to a high operating voltage, usage of resonant topologies is undesirable and the absence of galvanic separation makes bridge converter usage impractical. Therefore, to solve this problem, a bidirectional converter without galvanic separation with hard switching is proposed. To reduce the level of dynamic and static losses, it is advisable to use a modular topology converter with alternating phases.

The operating modes of such a converter at a given error of the weather forecast are analyzed. To improve quality of the generated electricity, it is expedient to use a power stabilization mode. Due to the higher values of charge/discharge currents, as well as higher energy density compared to acid-lead, a lithium-ion battery was chosen. According to the selected operation mode, its minimum capacity was calculated. When using a minimum battery capacity, due to the difference between the maximum discharge and charge current of the battery, a mode of partial power stabilization is possible. This mode is used only when the forecast error is more than 52% in the charging mode.

A charge/discharge device were designed for a 50 kW SMA Sunny Tripower CORE1 inverter and 20\*315W LP156\*156-M-60 solar panels connected in series. The control principle for such CDD is described. Control algorithm can be divided into four stages: obtaining the predicted solar radiation power in the forecast interval; predicted illumination power conversion into electric power; predicted power calculation and the amount of energy that will be generated and transferred by the solar station to the regulator in the forecast interval; power setpoint stabilization on the forecast interval based on the proportional-integral (PI) control law.

To verify the obtained theoretical relations, converter parameters with a typical input data were calculated. Model of the converter was created in the MATLAB<sup>®</sup> Simulink<sup>®</sup> environment and its operability was checked.

**Keywords** — *renewable energy sources; forecast; electricity storage system.*

