

**С. В. Валеви́ч**, аспирант,  
**В. С. Осипови́ч**, канд. техн. наук, доц., e-mail: v.osipovich@bsuir.by,  
Белорусский государственный университет информатики и радиоэлектроники, г. Минск, Беларусь,  
**И. Кру́зе**, директор, e-mail: ingmar.kruse@sunsniffer.de,  
"Санснифер" ООО, Ньюрнберг, Германия,  
**Р. М. Асимо́в**, канд. техн. наук, директор, e-mail: roustam.asimov@sensotronica.com,  
"Сенсотроника" ООО, г. Минск, Беларусь

## Информационное обеспечение мониторинга технического состояния солнечных электростанций

*Представлены результаты апробации программного средства, реализующего концепцию цифрового двойника для солнечной панели. Продемонстрирована возможность перехода от временных рядов измеренных параметров солнечной панели к вектору внутренних электрических параметров, полученных в результате создания ее цифрового двойника. Показана возможность автоматизации детектирования неисправных солнечных панелей. Проанализирована взаимосвязь видов неисправностей солнечных панелей и точности работы цифрового двойника.*

**Ключевые слова:** солнечная панель, цифровой двойник, физико-математическая модель, вольт-амперная характеристика, временной ряд параметров, внутренние электрические параметры модели

### Введение

В настоящее время в мире функционируют солнечные электростанции с установленной мощностью более 500 ГВт. Актуальной для таких источников энергии является проблема быстрого и своевременного устранения неисправностей, связанных с функционированием солнечных панелей. Эта проблема актуальна как для крупных солнечных электростанций (более одного ГВт), так и для домашних электростанций (3...5 кВт). Около 2 % солнечных панелей выходят из строя или теряют более 20 % своей эффективности в течение 11...12 лет работы [1]. Загрязнение солнечных панелей пылью тоже приводит к существенным потерям производительности солнечной электростанции [2].

Одним из способов определения неисправностей в солнечных панелях являются периодические термографические исследования [3—7]. Недостатками такого способа являются дорогостоящее оборудование, затраты времени на исследования, необходимость дополнительных инструментов для анализа потерь из-за загрязненности панелей. Кроме того, термографические исследования не позволяют

определять отклонения в значениях шунтирующих диодов солнечных панелей [8].

Другой путь — использование систем сбора и анализа телеметрических данных [9—13]. Анализируя по каждой солнечной панели телеметрическую информацию, снятую специальной аппаратурой [14, 15], можно определять наименее эффективные панели и выяснять причины такой их работы. Кроме того, в этом случае могут быть использованы методы повышения эффективности работы солнечной электростанции [16—18]. Для поиска неисправных панелей необходим скуппулезный анализ телеметрической информации в виде временных рядов по каждой из них и последующая проверка выявленных панелей в лаборатории.

В связи с этим более перспективным и выгодным во всех отношениях видится использование цифровых двойников солнечных панелей для анализа текущего состояния электростанции и прогнозирования ее работы в будущем. Авторы работы [19] изложили концепцию использования физико-математической модели фотоэлектрической ячейки [20—25] для углубленного анализа работы, поиска неисправностей, прогнозирования работоспособности солнечных

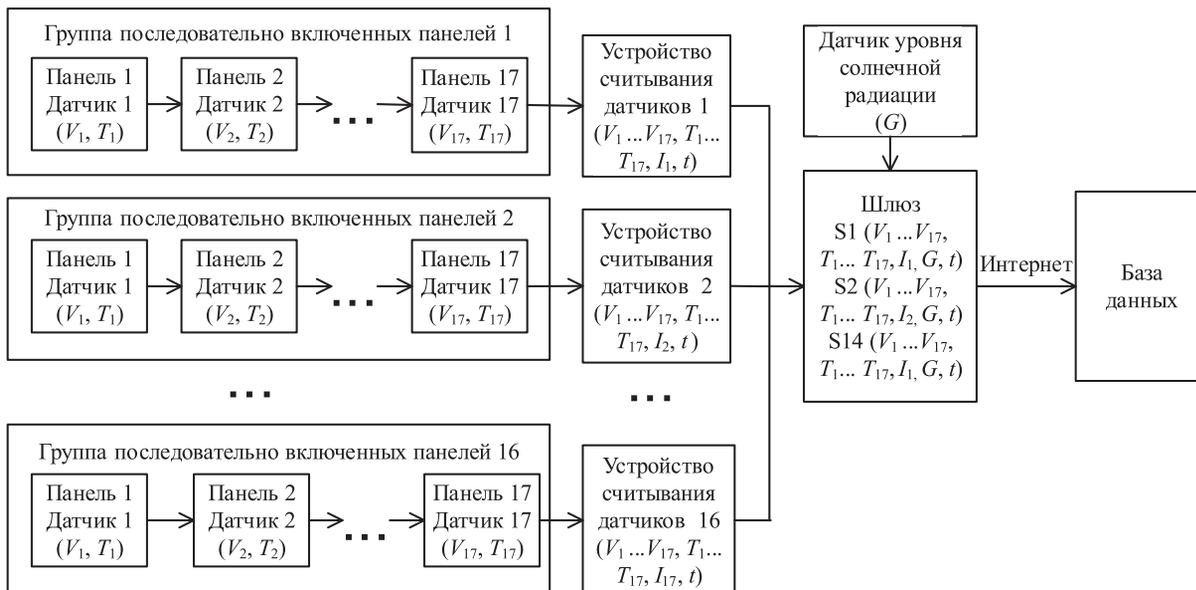


Рис. 1. Структурная схема солнечной электростанции и системы сбора телеметрической информации

электростанций и осуществили первичные исследования по апробации этой концепции.

Целью настоящей работы явилось исследование возможности использования цифрового двойника солнечной панели для оценки технического состояния солнечной электростанции.

### Исходные данные и методика эксперимента

Для проверки гипотезы были использованы результаты телеметрии солнечной электростанции с установленной мощностью 45,2 кВт, оборудованную 272 солнечными панелями M190 (STORM Energy GmbH, Germany). Структурная схема включения солнечных панелей и системы сбора телеметрической информации отражена на рис. 1.

Напряжение  $V$  и температура  $T$  в каждой солнечной панели измеряются каждые 15 минут с фиксацией даты и времени  $t$  посредством специального датчика Sensor (SunSniffer GmbH & Co, Germany). Данные с группы семнадцати последовательно включенных панелей собираются в устройстве считывания датчиков — String Reader (SunSniffer GmbH & Co, Germany), который дополнительно измеряет силу тока  $I$  в цепи этих панелей. Датчик уровня энергетической экспозиции Irradiance Sensor Si-13TC (Ingenieurbüro Mencke & Tegtmeyer, Germany) обеспечивает измерение ее значения  $G$  и его передачу в шлюз — Gateway (SunSniffer GmbH & Co), который в свою очередь записывает все результаты телеметрии в базу данных на сервер. В эксперименте были использованы 20160 век-

торов  $(t, I, V, T, G)$ , собранных в течение 7 месяцев работы солнечной электростанции с мая по ноябрь 2019 г. Объем информации о векторах  $(t, I, V, T, G)$  составил 269 Мбайт для всего времени наблюдений.

Для проверки деффектных солнечных панелей в лабораторных условиях использовали установку Spi-Sun Simulator 4600 SLP (Spire Solar, The Netherlands). В ходе испытаний были сняты вольт-амперные характеристики при стандартных условиях (flash of STC).

В качестве физико-математической модели для построения цифрового двойника солнечной панели была использована двухдиодная модель солнечной ячейки [23, 24]. Эквивалентная схема двухдиодной модели отражена на рис. 2.

Сила тока, вырабатываемая солнечной панелью, согласно двухдиодной физико-математической модели определяется уравнением

$$I = I_{ph} - I_{01} \left( e^{\frac{V+IR_s}{n_{s1}V_T}} - 1 \right) - I_{02} \left( e^{\frac{V+IR_s}{n_{s2}V_T}} - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_p}, \quad (1)$$

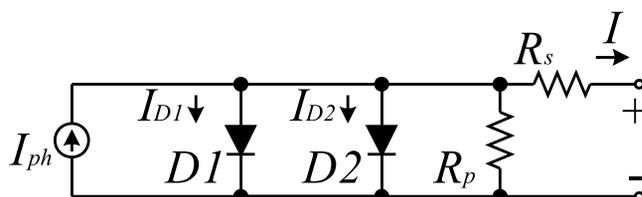


Рис. 2. Схема электрическая принципиальная двухдиодной модели фотоэлектрической ячейки

где  $I_{ph}$  — фототок (А);  $I_{0_1}$  — обратный ток насыщения диода D1 (А), характеризует силу тока рекомбинации носителей заряда в базе, эмиттере и подложке;  $I_{0_2}$  — обратный ток насыщения диода D2 (А), характеризует силу тока рекомбинации носителей заряда в области p-n перехода;  $n_{s1}$  — коэффициент идеальности диода D1;  $n_{s2}$  — коэффициент идеальности диода D2;  $v_T$  — термоЭДС (В);  $R_s$  — последовательное сопротивление (Ом);  $R_p$  — шунтирующее сопротивление (Ом);  $I$  — сила тока в солнечной панели (А);  $V$  — напряжение в солнечной панели (В).

Для построения цифрового двойника уравнение (1) было преобразовано к следующему виду:

$$V = v_T \ln \left[ e^{-\frac{V+IR_s}{R_p} \left( \frac{I_{ph} - I_{0_1} + I_{0_2} - I}{I_{0_2}} \right) - \frac{V+IR_s}{R_p I_{0_2}} - 1} IR_s; \right. \\ \left. v_T = \frac{v_{T1} v_{T2}}{v_{T1} - v_{T2}} \right] \quad (2)$$

ТермоЭДС  $v_T$  для каждого диода в отдельности определяется выражением

$$v_{T1(2)} = n_{s1(2)} k T / q,$$

где  $k$  — постоянная Больцмана ( $1,3865 \cdot 10^{-23}$  Дж/К);  $T$  — температура в солнечной панели (К);  $q$  — заряд электрона ( $1,6021 \cdot 10^{-19}$  С).

Зависимость фототока  $I_{ph}$  от уровня солнечной радиации  $G$  описывается выражением

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{STC}} ((I_{sc})_{T_1} + K_0(T - T_1)), \quad (3)$$

где  $I_{sc}$  — сила тока короткого замыкания, составляет 5,44 А для модели солнечных панелей, задействованных в эксперименте;  $G$  — энергетическая экспозиция (Вт/м<sup>2</sup>);  $G_{STC}$  — энергетическая экспозиция при нормальных условиях проведения испытаний (1000 Вт/м<sup>2</sup>);  $K_0$  — температурный коэффициент (0,033 %/К);  $T$  — рабочая температура (К);  $T_1$  — нормальная температура (293,15 К).

При решении нелинейного уравнения (2) приняты следующие дополнительные допущения. В реальных фотодиодах значения обратных токов насыщения  $I_{0_1}$  и  $I_{0_2}$  отличаются на порядок. Поиск этих значений при решении уравнения (2) значительно усложняется при незначительной потере в точности расчетов. По-

тому обратный ток насыщения диода  $I_0$  в целях упрощения был рассчитан по формуле [22]

$$I_0 = I_{0_1} = I_{0_2} = (I_0)_{T_1} \left( \frac{T}{T_1} \right)^3 e^{-\frac{q(E_g)T_1}{nk} \left( \frac{1}{T_1} - \frac{1}{T} \right)}, \quad (4)$$

$$(I_0)_{T_1} = \left( \frac{(I_{sc})_{T_1}}{e^{\frac{q(V_{OC})_{T_1}}{nkT_1} - 1}} \right), \quad (5)$$

где  $I_{sc}$  — сила тока короткого замыкания;  $E_g$  — ширина запрещенной зоны полупроводника;  $V_{OC}$  — напряжение холостого хода. Обратный ток насыщения был рассчитан отдельно для каждого диода физико-математической модели [22].

Разработанное программное средство работает следующим образом:

1. Результаты телеметрии преобразуются в векторы входных данных ( $t, G, I, V, T$ ). Преобразование необходимо в связи с тем, что результаты телеметрии не структурированы: не имеют привязки к единой временной точке.

2. Векторы входных данных ( $t, G, I, V, T$ ) проходят через фильтр. Отсеиваются точки, не соответствующие следующим условиям: сила тока — 0...15 А, уровень энергетической экспозиции — 360...1500 Вт/м<sup>2</sup>, производная по току — 0,2...+0,2, производная по уровню энергетической экспозиции — 3,8...+3,8.

3. При наличии пятидесяти векторов осуществляется решение нелинейного уравнения (2) методом наименьших квадратов, совмещенным с генетическим алгоритмом, для каждого параметра: последовательное и шунтирующее сопротивление, коэффициенты идеальности диодов, обратный ток насыщения диодов. Результатом решения уравнения является вектор внутренних параметров физико-математической модели ( $R_p, R_s, n_1, n_2, I_0$ ).

4. Вектор внутренних параметров подвергается анализу, используется для расчета потерь энергии в результате затенения, запыления или наличия неисправности в солнечной панели.

5. Вектор внутренних параметров используется для расчета силы тока и напряжения в солнечной панели при заданной температуре и уровне солнечной радиации, измеренных датчиками.

Для проверки точности расчетов был использован закон Кирхгофа, а именно:

$$I_{ph} - I_{out} - I_{loss} = 0, \quad (6)$$

где  $I_{ph}$  — сила тока, индуцированная солнечным излучением;  $I_{out}$  — сила тока, измеренная

на выходе солнечной панели;  $I_{loss}$  — сила тока, характеризующая потери в солнечной панели.

Однако в случае подстановки в выражение (6) неверных значений результат вычислений не будет равен нулю. Этот факт был использован для проверки значений, рассчитанных с помощью цифрового двойника. Аналитическая погрешность  $\Delta I$  цифрового двойника солнечной панели находится из уравнения (6):

$$I_{ph} - I_{out} - I_{loss} = \Delta I. \quad (7)$$

### Результаты и их обсуждение

Анализ временных рядов напряжений и силы тока (рис. 3, см. четвертую сторону обложки) показывает, что выявление дефектных солнечных панелей затруднено и требует последовательного сравнения временных рядов напряжений или выработанной мощности заведомо исправной панели. Кроме того, этот анализ результатов телеметрии необходимо осуществлять по временным рядам, снятым в ясные солнечные дни.

В результате использования разработанного программного средства получаем вектор внутренних параметров физико-математической модели ( $R_p$ ,  $R_s$ ,  $n_1$ ,  $n_2$ ,  $I_0$ ). Для большей наглядности переносим значения  $R_p$ ,  $R_s$  и  $I_0$  всех панелей электростанции в трехмерное простран-

ство (рис. 4). Такое представление позволяет быстро выделить из всех 238 панелей электростанции две с аномальными значениями всех трех внутренних параметров физико-математической модели (справа сверху на рис. 4). Номера этих солнечных панелей 16\_11 и 7\_17.

В таблице приведены результаты решения уравнения (2) для пяти выбранных случайным образом солнечных панелей и для панелей с номерами 16\_11 и 7\_17.

Как видно из таблицы, солнечные панели 16\_11 и 7\_17 имеют низкое значение шунтирующего сопротивления  $R_p$ . Это может быть причиной увеличенного значения внутренних потерь энергии.

Результат расчета внутренних электрических параметров некоторых солнечных панелей

Номер солнечной панели	Внутренние параметры модели			
	$R_p$ , Ом	$R_s$ , Ом	$ns_1/ns_2$	$I_0$ , А·10 <sup>-10</sup>
4_12	718	0,604	1/1	2,08
6_10	754	0,564	1/1	1,74
8_15	715	0,505	1/1	1,52
13_7	625	0,683	1/1	1,82
14_16	645	0,4258	1/1	1,5
16_11	85	3,0215	1/1	1,42
7_17	163	2,613	1/1	1,58

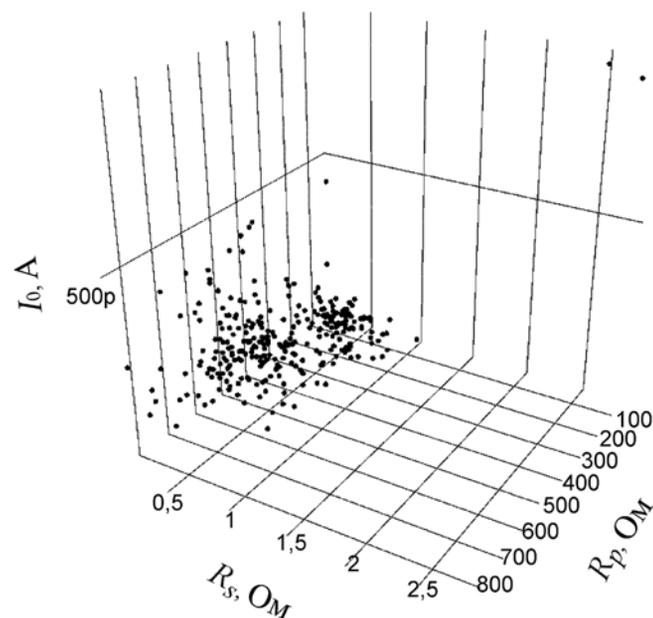


Рис. 4. Результат построения векторов значений (обратный ток насыщения диода  $I_0$ , последовательное сопротивление  $R_s$ , шунтирующее сопротивление  $R_p$ ) всех панелей солнечной электростанции в трехмерном пространстве

Сравнение (рис. 5, см. четвертую сторону обложки) фактических значений уровня напряжения солнечной панели 16\_11 на временных рядах с другими показывает, что на ней имеются падения напряжения в утреннее и вечернее время.

Причиной такого поведения может быть влияние двух факторов. Во-первых, снижение значения шунтирующего сопротивления  $R_p$  приводит к росту силы тока через это сопротивление. Используя закон Ома и значение напряжения в оптимальной точке  $V_{MPP}$  (для имеющихся панелей оно составляет 36,5 В), получим силу тока 0,43 А. Такая сила тока окажет влияние на вольт-амперную характеристику солнечной панели.

Во-вторых, потери тока на шунтирующем сопротивлении складываются с потерями тока в оптимальной точке работы инвертора (рис. 6, см. четвертую сторону обложки).

При более низких значениях солнечного излучения кривая вольт-амперной характери-

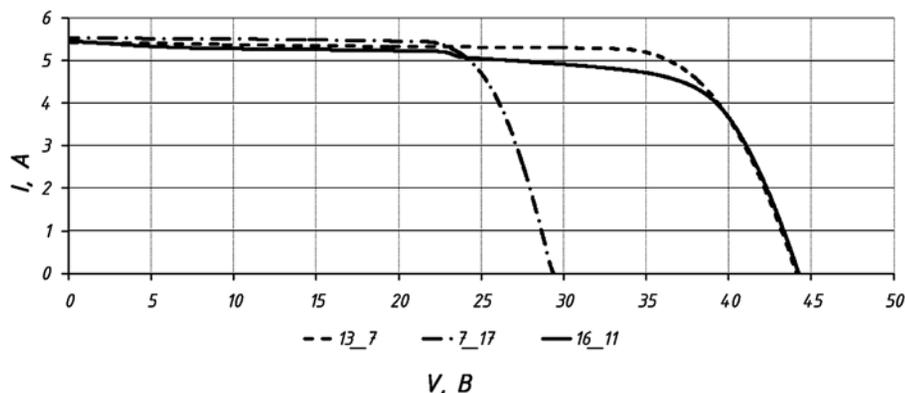


Рис. 7. Вольтамперные характеристики, измеренные при стандартных условиях ( $1000 \text{ В/м}^2$ ,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) для солнечных панелей: 13\_7, 7\_17 и 16\_11

стики (ВАХ) смещается в сторону уменьшения силы тока. На рис. 6 показано, что одинаковый прирост силы тока на ВАХ для низких значений уровня энергетической экспозиции приведет к заметно большему падению напряжения по сравнению с более высокими значениями энергетической экспозиции. Другими словами, увеличение тока за счет внутренних потерь приводит к большим падениям напряжения при более низких значениях энергетической экспозиции (утром и вечером) и очень небольшому изменению напряжения при более высоких значениях энергетической экспозиции. Этот вывод подтверждается поведением временного ряда напряжений этой солнечной панели, отраженным на рис. 5 (см. четвертую сторону обложки).

Для проверки наличия отклонений от нормальной работы солнечных панелей 7\_17 и 16\_11 в лабораторных условиях были осуществлены их исследования при работе в стандартных условиях ( $1000 \text{ Вт/м}^2$ ,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Результаты измерений показаны на рис. 7. Напряжение для солнечной панели 7\_17 смещено в сторону снижения и составляет около 23 В. Это означает, что примерно треть солнечных элементов фотоэлектрического модуля не работает из-за активации защитного диода, что, в свою очередь, может быть вызвано разрывом цепи фотоэлементов. Снижение мощности, генерируемой фотоэлектрическим модулем 16\_11, происходит из-за уменьшения сопротивления изоляции. Это вызвало ток утечки и смещение оптимальной точки, что коррелирует с предположениями, изложенными при обсуждении рис. 4 и таблицы.

Размещение в трехмерном пространстве вектора (сила тока в точке оптимальной мощности  $I_{MPP}$ , аналитическая погрешность по току  $\Delta I$ , мощность в оптимальной точке  $P_{MPP}$ ), полученного с использованием данных телеметрии за август 2019 года, тоже позволяет визуализировать проблемные модули

зировать проблемные модули (рис. 8). Точки, обозначенные на рис. 8 цифрой 6, — это результат построения в трехмерном пространстве векторов внутренних электрических параметров для панелей с номерами 16\_11 и 7\_17. Как видно из рис. 8, такое представление позволяет идентифицировать солнечные панели с дефектами.

Кроме того, векторы ( $I_{MPP}$ ,  $\Delta I$ ,  $P_{MPP}$ ) для всех панелей позволяют выделить дополнительно пять группировок панелей (рис. 8). Группировка панелей 1 характеризуется наибольшей силой тока в точке оптимальной мощности — это солнечные панели последовательных включений 13, 14 и 15. Векторы ( $I_{MPP}$ ,  $\Delta I$ ,  $P_{MPP}$ ) для этих панелей находятся в диапазонах (4,927...4,973 А, 0,026...0,035 А, 176...191 Вт). Группы последовательно включенных панелей, входящих в состав группировки 1, имеют наклон установки относительно поверхности Земли  $25^\circ$ , остальные панели электростанции —  $21^\circ$ . Оптимальным углом установки панелей для Ньорнберга считается угол в  $26^\circ$  [26]. Следует отметить, что группа последовательно включенных панелей с номером 16 тоже имеет угол установки относительно Земли  $25^\circ$ . Однако панели этой группы попали в группировку 2 (рис. 8). Это связано с тем, что в со-

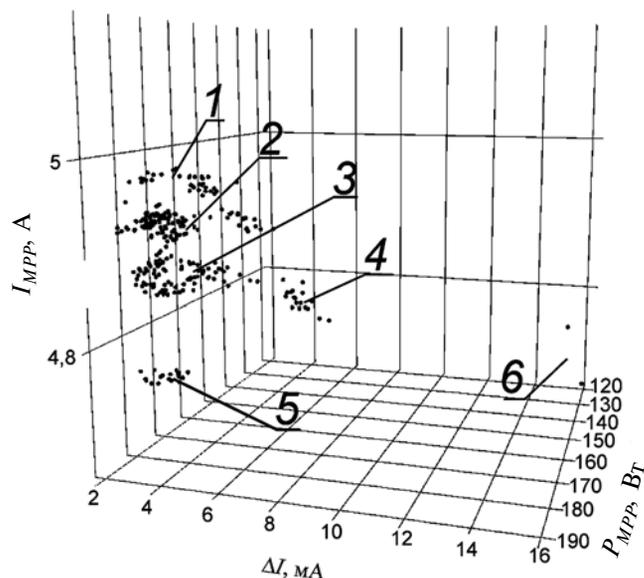


Рис. 8. Результат построения векторов значений (сила тока в точке оптимальной мощности  $I_{MPP}$ , аналитическая погрешность по току  $\Delta I$ , мощность в оптимальной точке  $P_{MPP}$ ) всех панелей солнечной электростанции в трехмерном пространстве

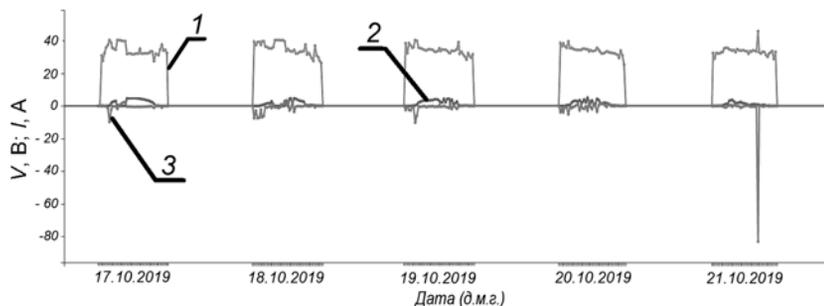


Рис. 9. Временные ряды напряжения (1), силы тока (2) и аналитической погрешности по току (3), солнечной панели 6\_17

составе этой группы находится панель 16\_11. Она является дефектной и имеет низкую силу тока в оптимальной точке (4,78 А). Вся группа последовательно включенных панелей по этой причине также имеет более низкую силу тока в оптимальной точке — 4,913 А. Наличие в составе группы 16 дефектной панели привело к тому, что общий режим работы этой группы панелей стал подобен режиму работы групп панелей с углом установки 21°, а аналитическая погрешность составила 0,036... 0,048 А.

Компоненты векторов ( $I_{MPP}$ ,  $\Delta I$ ,  $P_{MPP}$ ) для панелей группировки 2 имеют следующие значения: 4,875...4,928 А, 0,016...0,038 А, 170...186 Вт. Значения аналитической погрешности у панелей этой группировки характеризуются более широким диапазоном в сравнении со значениями группировки 1. Это может быть связано с наличием панелей, имеющих частичное или более интенсивное запыление, а также панелей со сниженной эффективностью преобразования солнечной энергии по другим причинам.

Компоненты векторов ( $I_{MPP}$ ,  $\Delta I$ ,  $P_{MPP}$ ) для панелей группировки 3 имеют следующие значения: 4,81...4,874 А, 0,016...0,038 А, 165...181 Вт.

Группировка 4 имеет силу тока в оптимальной точке  $I_{MPP}$ , мощность в оптимальной точке  $P_{MPP}$ , характерные для группировки 3. Однако аналитическая погрешность группировки 4 выше и составляет 0,041...0,059 А. В группировку 3 входит последовательно включенная группа панелей с номером 3. Анализ показал, что причина повышенной аналитической погрешности — это параллельное подключение групп 3 и 7 к одному входу инвертора. Группа 7 имеет в своем составе дефектную панель 7\_17. Из-за этого группа 3 фактически работала в менее выгодной рабочей точке, чем она способна была работать. Это подтверждают рассчитанные по математической модели параметры оптимальной точки для панелей этой группы.

Наличие же в составе группы 7 дефектной панели стало причиной попадания его в группи-

ровку 4. Эта группировка характеризуется самыми низкими значениями силы тока в оптимальной точке  $I_{MPP}$ , мощности в оптимальной точке  $P_{MPP}$ . Вектор ( $I_{MPP}$ ,  $\Delta I$ ,  $P_{MPP}$ ) для этой группировки имеет значения (4,695...4,75 А, 0,022...0,028 А, 170...175 Вт).

Расчет аналитической погрешности для солнечных панелей электростанции показывает, что значение этого параметра, в основном, стремится к нулю. Однако ежеднев-

но в промежутке с 10.15 до 10.30 аналитическая погрешность составляет значение от -8 до -12 А (рис. 9) для всех панелей электростанции. Это может быть связано с тем, что угол наклона солнечных панелей по отношению к положению солнца в это время суток способствует отражению значительной части солнечного излучения. В то же время защитное покрытие датчика солнечной радиации обеспечивает отсутствие отражения солнечного излучения. Расхождение в значениях измеренного и фактически достигнутого фотодиодов уровня солнечной радиации приводит к большим значениям аналитической погрешности. Вместе с тем, это может быть связано с несовпадением фактических и измеренных значений напряжения и силы тока. Когда инвертор начинает потреблять ток, соответствующее значение напряжения приходит с задержкой, вызванной передачей данных по линии электропередачи от датчика.

Кроме того, анализ кривой аналитической погрешности позволяет определять противоречивую выборку данных. На рис. 9 пик напряжения в 13:45, 21.10.2019 г. не соответствует другим измеренным параметрам: силе тока, температуре и уровню солнечного излучения. Это приводит к пику на кривой аналитической погрешности.

Значение аналитической погрешности, стремящееся к нулю, указывает как на достоверную выборку данных, так и на точность решения уравнений физико-математической модели.

## Выводы

Показана жизнеспособность концепции анализа телеметрических данных на солнечных электростанциях с использованием цифровых двойников солнечных панелей. Использованный в исследовании цифровой двойник основан на двухдиодной физико-математической модели, настраиваемой под конкретную солнечную

панель с помощью измеренных данных. Такой подход позволил нам осуществить переход от временных рядов данных, собранных в течение месяца для каждой солнечной панели, к векторам из семи внутренних электрических параметров: одна солнечная панель — один набор параметров в месяц. Размещение отдельных параметров в трехмерном пространстве дало возможность оценить состояние каждой солнечной панели электростанции и выявить две неисправные из 272 панелей.

Установлено, что неисправная солнечная панель снижает выходную мощность группы последовательно включенных панелей на 1,5...2 %. Кроме того, наличие неисправной панели снижает эффективность не только своей группы последовательно включенных панелей, но и группы панелей, подключенной к инвертору параллельно с ней.

Результаты исследований и разработанная технология найдут применение в автоматизации поиска неисправностей солнечных электростанций на основе систем мониторинга, а также при развитии подсистем поддержки принятия решений для систем мониторинга.

#### Список литературы

1. **Performance and Reliability of Photovoltaic Systems.** IEA International Energy Agency, External final report IEA-PVPS March 2014. P. 5.
2. **Mejia F., Kleissl J., Boscet J. L.** The effect of dust on solar photovoltaic systems // *Energy Procedia*. 2014. Vol. 49. P. 2375.
3. **Schuss C., Leppänen K., Remes K., Saarela J., Eichberger B., Fabritius T., Rahkonen T.** Detecting Defects in Photovoltaic Cells and Panels and Evaluating the Impact on Output Performances // *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. 2016. Vol. 65, N. 5. P. 1108—1119.
4. **Breitenstein O., Langenkamp M., Lang O., Schirmacher A.** Shunts due to laser scribing of solar cells evaluated by highly sensitive lock-in thermography // *Solar Energy Mater. Solar Cells*. 2001. Vol. 65, N. 1. P. 55—62.
5. **Breitenstein O.** Nondestructive local analysis of current—voltage characteristics of solar cells by lock-in thermography // *Solar Energy Mater. Solar Cells*. 2011. Vol. 95, N. 10. P. 2933—2936.
6. **Ramspeck K., Bothe K., Hinken D., Fischer B., Schmidt J., Brendel R.** Recombination current and series resistance imaging of solar cells by combined luminescence and lock-in thermography // *Appl. Phys. Lett.* 2007. Vol. 90, N. 15. P. 153502.
7. **Fertig F., Greulich J., Rein S.** Spatially resolved determination of the short-circuit current density of silicon solar cells via lock-in thermography // *Appl. Phys. Lett.* 2014. Vol. 104, N. 20. P. 201111.
8. **Швец С. В., Байшев А. В.** Назначение шунтирующих диодов солнечной панели и методы их диагностики // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2016. Т. 23(6). С. 1187—1202.
9. **List of monitoring and control systems for photovoltaic solar panels generators.** URL: [https://photovoltaic-software.com/monitoring-control-solar-PV-inverter-non-dependent-\(multi-brand\).php](https://photovoltaic-software.com/monitoring-control-solar-PV-inverter-non-dependent-(multi-brand).php).
10. **SunSniffer / Whole plant at a glance? With SunSniffer's "Deep View" the functionality of each module is visible...** 2017. URL: <http://www.sunsniffer.de/solution/what-is-sunsniffer.html> (Date of access: 3.12.2019).
11. **SolarEye.** URL: <https://www.solareye.eu/platform/?r=site/page&view=features> (Date of access: 5.06.2018).
12. **PVsyst.** URL: <http://www.pvsyst.com/en/> (Date of access: 5.06.2018).
13. **PV\_LIB.** URL: <https://pvpmc.sandia.gov/applications/pv-lib-toolbox/> (Date of access: 5.06.2018).
14. **Method** for monitoring individual photovoltaic modules in an arrangement that comprises several photovoltaic modules and device for performing said: pat. US20120197569 international G01K13/00, G01R19/00, G01R27/00, G06F15/00 / Ingmar Kruse, Roustam Asimov; Ingmar Kruse — US 13/379,319 at 28.06.2010; public 2.08.2012 // United States Patent and Trademark Office. [Electronic resource] / USPTO Patent Full-Text and Image Database (WO 2011000505 A8, CN102473764A, CN102473764B, DE102009031839A1, DE102009031839B4, EP2449643A2, EP2449643B1, US9070281, US20120197569, WO2011000505A2, WO2011000505A3, WO2011000505A4).
15. **Method** for disconnecting a photovoltaic assembly and photovoltaic assembly: pat. US 20140311546 A1 international H01L31/18, H01L31/05 / Ingmar Kruse, Roustam Asimov; Ingmar Kruse — US 13/993,981 at 13.12.2011; public 23.10.2014 // United States Patent and Trademark Office [Electronic resource] / USPTO Patent Full-Text and Image Database (DE102010054354A1, EP2652857A1, WO2012079742A1).
16. **Нро С. К.** Повышение эффективности солнечных батарей с помощью следящей системы // *Известия Тульского государственного университета. Технические науки*. 2013. № 1. С. 318—321.
17. **Деменкова Т. А., Финенко А. А.** Аппаратная реализация алгоритмов для систем управления солнечными батареями // *Вестник МГТУ МИРЭА*. 2015. № 2. С. 7.
18. **Малинин Г. В., Серебрянников А. В.** Слежение за точкой максимальной мощности солнечной батареи // *Вестник Чувашского университета*. 2016. № 3. С. 76—92.
19. **Asimov R. M., Chernoshey S. V., Kruse I., Osipovich V. S.** Digital twin in the analysis of a big data // *BIG DATA Advanced Analytics: collection of materials of the fourth international scientific and practical conference (Minsk, Belarus, May 3—4, 2018)* // Editorial board: M. Batura [etc.]. Minsk, BSUIR, 2018. P. 68—77.
20. **Ishaque K., Salam Z., Taheri H., Syafaruddin.** Modeling and simulation of photovoltaic (PV) system during partial shading based on a two-diode model // *Simulation Modelling Practice and Theory*. 2011. N. 19. P. 1613—1626.
21. **Chang, Chih-Hao, Zhu J.-J., Tsai H.-L.** Model-based performance diagnosis for PV systems // *SICE Annual Conference 2010, Proceedings of. IEEE, August 18–21, 2010, Taiwan*. P. 2139—2145.
22. **Stegner C., Dalsass M., Luchscheider P., Brabec C. J.,** Monitoring and assessment of PV generation based on a combination of smart metering and thermographic measurement // *Solar Energy*. 2018. Vol. 163. P. 16—24.
23. **Hiren P., Agarwal V.** MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics // *IEEE Transactions On Energy Conversion*. 2008. Vol. 23, N. 1. P. 302—310.
24. **Almonacid F., Rus C., Pérez-Higueras P., Hontoria L.** Calculation of the energy provided by a PV generator. Comparative study: Conventional methods vs. artificial neural networks // *Energy*. 2011. Vol. 36, Iss. 1. P. 375—384.
25. **Шарифов Б. Н., Терегулов Т. Р.** (2015). Моделирование солнечной панели в программе MATLAB/Simulink // *Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета*. 2015. Т. 19, № 4 (70). С. 77—83.
26. **Solar Angle Calculator.** URL: <http://www.solarelectricity-handbook.com/solar-angle-calculator.html> (Date of access: 5.03.2019).

**S. V. Valevich**, Master of Engineering, Graduate Student, e-mail: whenthegroundcavedin@gmail.com,  
**V. S. Osipovich**, PhD., Associate Professor, e-mail: v.osipovich@bsuir.by,  
Belarussian State University of Informatics and Radioelectronics, Minsk, 220013, Republic of Belarus,  
**I. Kruse**, SEO, e-mail: ingmar.kruse@sunsniffer.de,  
SunSniffer GmbH & Co. KG, Nuremberg, 90489, Federal Republic of Germany,  
**R. M. Asimov**, PhD., SEO, e-mail: roustam.asimov@sensotronica.com,  
Sensotronica Ltd, Minsk, 220010, Republic of Belarus

## Information Support for Monitoring of Solar Power Station's Technical State

*Results of the software tool which implements the Digital Twin concept for the PV module are presented. The possibility of transition from the time series of the measured PV module parameters to the vector of internal electrical parameters obtained by creating its digital twin is demonstrated. The possibility of fault detection automation for PV modules is presented. The influence and interconnection of PV module fault types on the digital twin accuracy are analyzed.*

**Keywords:** PV module, Digital Twin, Physical and Mathematical Model, I-V Characteristics, Parameter Time Series, Internal Electrical Model Parameters

DOI: 10.17587/it.26.594-601

### References

1. **Performance and Reliability of Photovoltaic Systems**, IEA International Energy Agency, External final report IEA-PVPS, March 2014, 5 p.
2. **Mejia F., Kleissl J., Boscet J. L.** The effect of dust on solar photovoltaic systems, *Energy Procedia*, 2014, vol. 49, p. 2375.
3. **Schuss C., Leppänen K., Remes K., Saarela J., Eichberger B., Fabritius T., Rahkonen T.** Detecting Defects in Photovoltaic Cells and Panels and Evaluating the Impact on Output Performances, *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 2016, vol. 65, no. 5, pp. 1108–1119.
4. **Breitenstein O., Langenkamp M., Lang O., Schirrmacher A.** Shunts due to laser scribing of solar cells evaluated by highly sensitive lock-in thermography, *Solar Energy Mater. Solar Cells.*, 2001, vol. 65, no. 1, pp. 55–62.
5. **Breitenstein O.** Nondestructive local analysis of current-voltage characteristics of solar cells by lock-in thermography, *Solar Energy Mater. Solar Cells.*, 2011, vol. 95, no. 10, pp. 2933–2936.
6. **Ramspeck K., Bothe K., Hinken D., Fischer B., Schmidt J., Brendel R.** Recombination current and series resistance imaging of solar cells by combined luminescence and lock-in thermography, *Appl. Phys. Lett.*, 2007, vol. 90, no. 15, pp. 153502.
7. **Fertig F., Greulich J., Rein S.** Spatially resolved determination of the short-circuit current density of silicon solar cells via lock-in thermography, *Appl. Phys. Lett.*, 2014, vol. 104, no. 20, pp. 201111.
8. **Shvets S. V., Baishev A. V.** The purpose of the shunt diodes of the solar panel and methods for their diagnosis, *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2019, vol. 23, no. 6, pp. 1187–1202 (in Russian).
9. **List of monitoring and control systems for photovoltaic solar panels generators**, available at: [https://photovoltaic-software.com/monitoring-control-solar-PV-inverter-non-dependent-\(multi-brand\).php](https://photovoltaic-software.com/monitoring-control-solar-PV-inverter-non-dependent-(multi-brand).php)
10. **SunSniffer**, Whole plant at a glance? With SunSniffer's "Deep View" the functionality of each module is visible... — 2017, available at: <http://www.sunsniffer.de/solution/what-is-sunsniffer.html> (Date of access: 3.12.2019).
11. **SolarEye**, available at: <https://www.solareye.eu/platform/?r=site/page&view=features> (Date of access: 5.06.2018).
12. **PVsyst**, available at: Mode of access <http://www.pvsyst.com/en/> (Date of access: 5.06.2018).
13. **PV\_LIB**, available at: Mode of access [https://pvpmmc.sandia.gov/applications/pv\\_lib-toolbox/](https://pvpmmc.sandia.gov/applications/pv_lib-toolbox/) (Date of access: 5.06.2018).
14. **Method for monitoring individual photovoltaic modules in an arrangement that comprises several photovoltaic modules and device for performing said:** pat. US20120197569 international G01K13/00, G01R19/00, G01R27/00, G06F15/00 / Ingmar Kruse, Roustam Asimov; Ingmar Kruse — US 13/379,319 at 28.06.2010; public 2.08.2012 // United States Patent and Trademark Office [Electronic resource] / USPTO Patent Full-Text and Image Database (WO 2011000505 A8, CN102473764A, CN102473764B, DE102009031839A1, DE102009031839B4, EP2449643A2, EP2449643B1, US9070281, US20120197569, WO2011000505A2, WO2011000505A3, WO2011000505A4).
15. **Method for disconnecting a photovoltaic assembly and photovoltaic assembly:** pat. US 20140311546 A1 international H01L31/18, H01L31/05 / Ingmar Kruse, Roustam Asimov; Ingmar Kruse — US 13/993,981 at 13.12.2011; public 23.10.2014 // United States Patent and Trademark Office [Electronic resource] / USPTO Patent Full-Text and Image Database (DE102010054354A1, EP2652857A1, WO2012079742A1).
16. **Ngo S. K.** Improving the efficiency of solar panels with a tracking system, *Izvestiya Tul'skogo gosudarstvennogo universiteta. Tekhnicheskoe nauki*, 2013, no. 1, pp. 318–321 (in Russian).
17. **Demenkova T. A., Finenko A. A.** Hardware implementation of algorithms for solar control systems, *Russian Technological Journal*, 2015, no. 2, pp. 7 (in Russian).
18. **Malinin G. V., Serebryannikov A. V.** Tracking the point of maximum power of the solar battery, *Vestnik CHuvashskogo universiteta*, 2016, no. 3 (in Russian).
19. **Asimov R. M., Chernoshey S. V., Kruse I., Osipovich V. S.** Digital twin in the analysis of a big data, *BIG DATA Advanced Analytics: collection of materials of the fourth international scientific and practical conference (Minsk, Belarus, May 3–4, 2018)* / Editorial board: M. Batura [etc.], Minsk, BSUIR, 2018, pp. 68–77.
20. **Ishaque K., Salam Z., Taheri H., Syafaruddin.** Modeling and simulation of photovoltaic (PV) system during partial shading based on a two-diode model, *Simulation Modelling Practice and Theory*, 2011, vol. 19, pp. 1613–1626.
21. **Chang, Chih-Hao, Zhu J.-J., Tsai H.-L.** Model-based performance diagnosis for PV systems, *SICE Annual Conference 2010, Proceedings of IEEE*, August 18–21, 2010, Taiwan, pp. 2139–2145.
22. **Stegner C., Dalsass M., Luchscheider P., Brabec C. J.**, Monitoring and assessment of PV generation based on a combination of smart metering and thermographic measurement, *Solar Energy*, 2018, vol. 163, pp. 16–24.
23. **Hiren P., Agarwal V.** MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics, *IEEE Transactions On Energy Conversion*, 2008, vol. 23, no. 1, pp. 302–310.
24. **Almonacid F., Rus C., Pérez-Higueras P., Hontoria L.** Calculation of the energy provided by a PV generator. Comparative study: Conventional methods vs. artificial neural networks, *Energy*, 2011, vol. 36, iss.1, pp. 375–384.
25. **Sharifov B. N., Teregulov T. R.** Modeling a solar panel in MATLAB / Simulink, *Vestnik Ufimskogo gosudarstvennogo aviacionnogo tekhnicheskogo universiteta*, 2015, vol. 19, no. 4, pp. 70 (in Russian).
26. **Solar Angle Calculator**, available at: <http://www.solarelectricity-handbook.com/solar-angle-calculator.html> (Date of access: 5.03.2019).