

УДК 621.314.58

ББК 31.15

Г.В. МАЛИНИН, А.В. СЕРЕБРЯННИКОВ

СЛЕЖЕНИЕ ЗА ТОЧКОЙ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ СОЛНЕЧНОЙ БАТАРЕИ*

Ключевые слова: точка максимальной мощности, фотовольтаика, солнечная батарея, преобразователь постоянного напряжения, частичное затенение, система управления.

Известно, что недостатком фотовольтаической системы является низкая отдача мощности солнечного излучения из-за изменений условий окружающей среды. Недорогим и практичным решением для преобразования солнечной энергии является отслеживание точки максимальной мощности солнечной батареи. В работе выполнен обзор методов поиска точки максимальной мощности, основанных на возмущении фотовольтаической системы. Проведен сравнительный анализ методов, выявлены их достоинства и недостатки. Показан пример построения аналоговой системы управления преобразователем постоянного напряжения гистерезисного типа. Рассмотрена работа солнечной батареи в условиях частичного затенения, приводящего к трудностям отслеживания глобальной точки максимальной мощности, и способы решения этой проблемы.

Известно, что мировое потребление электроэнергии ежегодно увеличивается, и, как ожидается, дальнейший рост будет обусловлен ростом численности населения и возрастающими требованиями современного образа жизни. Увеличение спроса на электроэнергию приводит к быстрому истощению традиционных ископаемых видов топлива и обостряет проблему загрязнения окружающей среды. Поэтому существует необходимость в развитии альтернативных (возобновляемых) источников энергии для обеспечения устойчивых энергопоставок потребителю, а также для уменьшения локальных и глобальных загрязнений окружающей среды.

Солнечная энергия является одним из наиболее подходящих вариантов генерации электроэнергии, поскольку она неисчерпаема, абсолютно бесплатна (с точки зрения ее доступности) и экологически чистая. Многие страны переходят к использованию фотовольтаических (ФВ) систем выработки электрической мощности даже при высокой их себестоимости. За всю историю фотовольтаики были достигнуты большие успехи в улучшении технологии ФВ ячеек, однако общая эффективность солнечного модуля все еще остается на низком уровне. На вольт-амперной характеристике (ВАХ) солнечного модуля существует уникальная точка с координатами (U_{mpp}, I_{mpp}) (рис. 1), в которой ее выходная мощность достигает своего максимума. Поэтому для достижения максимальной эффективности солнечного модуля при построении ФВ системы необходимо использовать алгоритм слежения за точкой максимальной мощности (ТММ, в зарубежной литературе *MPPT – maximum power point*

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках проекта № 15-48-02189-р_поволжье_а.

tracking), чтобы передавать в нагрузку максимально возможную при данных условиях мощность солнечного модуля. Выполнение этой задачи осложняется нелинейной зависимостью генерируемого солнечным модулем тока от его выходного напряжения, зависимостью генерируемой мощности от солнечного излучения и температуры, проблемой частичного затенения модулей (*PS – partial shading*), входящих в состав солнечной батареи [23].

В зарубежной литературе описаны многочисленные методы МРРТ различной сложности [2, 8]. В коммерческих изделиях наиболее широко используются методы *возмущения и наблюдения* (*perturbation and observation – P&O*) и *возрастающей проводимости* (*incremental conductance – IC*) [4, 9] из-за их простых управляющих структур и удобства реализации. Для ФВ систем с низким уровнем точности отслеживания ТММ находят применение такие методы, как метод *постоянного напряжения* (*constant voltage – CV*) и *тока* [15, 18, 26], *короткого замыкания* (*short-current pulse – SC*) [19], *напряжения холостого хода* (*open circuit voltage – OC*) [16]. Эти методы требуют меньшего количества датчиков и недороги в реализации. С развитием компьютерной техники стали популярными методы поиска ТММ на основе вычислительного интеллекта (*computational intelligence – CI*) благодаря своей адаптивной природе, которые очень эффективны при работе в условиях частичного затенения солнечных модулей и быстрого изменения освещенности. Методы *CI*, как правило, делятся на методы искусственного интеллекта (*artificial intelligence – AI*) и эволюционных вычислений (*evolutionary computation – EC*).

В работе рассмотрены некоторые алгоритмы отслеживания ТММ для фотовольтаических систем с целью достижения ими оптимального КПД в широком диапазоне эксплуатационных условий.

Традиционные алгоритмы слежения за ТММ и их вариации. Все рассматриваемые ниже традиционные методы слежения за ТММ можно классифицировать как методы возмущения и наблюдения. Основным звеном ФВ системы, представленной на рис. 2, является преобразователь постоянного напряжения (ППН), согласующий выходное сопротивление солнечного модуля или батареи (СБ) с сопротивлением нагрузки. В результате измерения (наблюдения) параметров СБ алгоритм поиска ТММ корректирует опорное напряжение U_{ref} , являющееся задающим для формирования нового значения выходного напряжения СБ и возмущающим фотовольтаическую систему. В качестве регулятора напряжения, как правило, используется пропорционально-интегральный регулятор или регулятор гистерезисного типа. В более простых реализациях методов слежения за ТММ регулятор напряжения может быть удален из

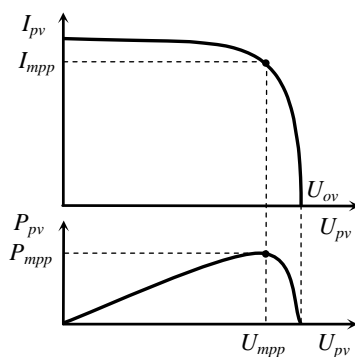


Рис. 1. Статические характеристики солнечного модуля

представленной структуры, а широтно-импульсный (ШИМ) модулятор будет формировать длительность открытого состояния силового ключа ППН по результатам работы алгоритма поиска ТММ, например, изменяя эту длительность с постоянным шагом в сторону увеличения/уменьшения.

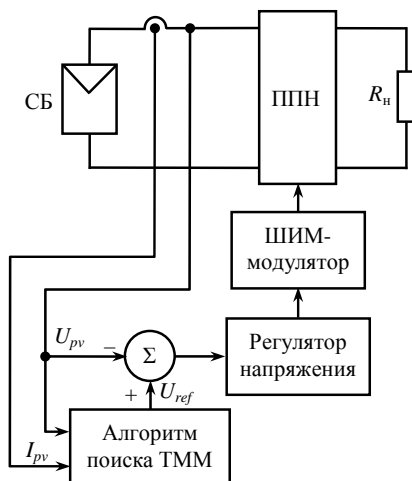


Рис. 2. Типовая структура управления для традиционных методов слежения за ТММ

При анализе эффективности того или иного метода поиска ТММ проводят сравнительный анализ генерируемой солнечным модулем мощности при одинаковых прочих условиях. В этом случае используемый ППН (понижающего или повышающего типа) должен обеспечить реализацию каждого метода без изменения силовых элементов. В работе [4] предложена схемотехника повышающего ППН (рис. 3) с микроконтроллерной системой управления, позволяющей реализовать рассмотренные ниже алгоритмы.

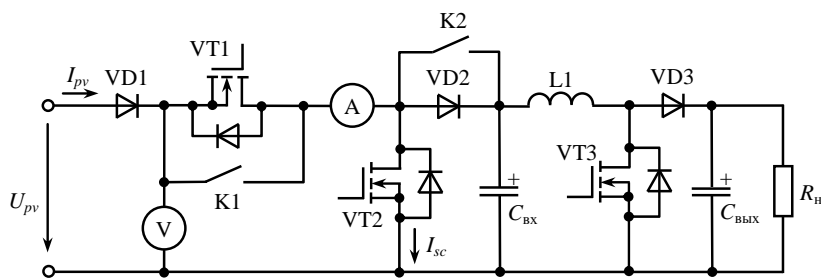


Рис. 3. Схема преобразователя постоянного напряжения

Основой схемы являются силовой транзистор VT3, диод VD3, дроссель L1 и конденсатор C_{вых}. Диод VD1 является защитным диодом, не позволяющим току протекать из ППН в солнечный модуль. Датчики тока и напряжения солнечной панели представлены на рис. 3 амперметром и вольтметром. Остальные элементы схемы предназначены для реализации алгоритмов поиска ТММ. При реализации алгоритма OV посредством размыкания транзистора VT1 фиксиру-

ется напряжение холостого хода, при реализации алгоритма SC ток короткого замыкания солнечного модуля фиксируется через открытый $VT2$ и замкнутый ключ $K1$; включение диода $VD2$ обязательно для исключения разряда входного конденсатора $C_{вх}$. В ходе реализации других методов поиска ТММ транзистор $VT2$ остается разомкнутым, в то время как транзистор $VT1$ и диод $VD2$ коротко замкнуты через $K1$ и $K2$ для повышения КПД преобразователя.

Метод постоянного напряжения (CV). Алгоритм постоянного напряжения является одним из самых простых алгоритмов поиска ТММ. Рабочая точка солнечного модуля удерживается вблизи ТММ за счет регулирования выходного напряжения солнечного модуля, соответствующего оптимальному постоянному значению источника напряжения U_{opt} (рис. 4). Это напряжение устанавливается равным напряжению ТММ в соответствии с характеристиками солнечного модуля. Алгоритм предполагает, что изменения режима работы солнечного модуля, такие как температура и солнечное излучение, не являются существенными (положение ТММ варьируется в пределах лишь 2%), и постоянное напряжение U_{opt} является достаточным для достижения оптимальных характеристик солнечного модуля вблизи ТММ. По этой причине на практике алгоритм CV никогда не работает точно в ТММ при изменении условий окружающей среды. Во время инсталляции ФВ системы необходимо как можно более точно определить напряжение U_{opt} , особенно это важно при работе алгоритма с массивом солнечных модулей. В условиях низкой освещенности, как было замечено в работах [8, 24], метод постоянного напряжения более эффективен, чем методы $P\&O$ и IC , рассматриваемые ниже, поэтому метод CV часто комбинируют с другими методами поиска ТММ.

На рис. 4 $U_{pv}(k)$ – выходное напряжение солнечного модуля на k интервале поиска ТММ; $U_{ref}(k)$ – опорное напряжение фотовольтаической системы, задающее напряжение на выходе солнечного модуля; ΔU_{ref} – приращение опорного напряжения.

Метод холостого хода (OV). Алгоритм основан на том наблюдении, что напряжение, соответствующее ТММ, всегда близко к напряжению холостого хода солнечного модуля [8]. Алгоритм OV заключается в том, что оптимальное напряжение устанавливается на уровне 76% от напряжения холостого хода U_{ov} и считается оптимальным рабочим напряжением, при котором может быть получена максимальная выходная мощность. Контроллер ТММ на этапе инсталляции ФВ системы должен определить напряжение холостого хода солнечного модуля. Это, в простейшем случае, требует кратковременного периодического размыкания выходной цепи солнечного модуля, приводящего к потере мощности. В работе [11] для слежения за напряжением холостого хода при изменении температуры предлагается использовать последовательную цепочку из полупроводниковых диодов с $p-n$ -переходом, напряжение которой подбирается пропорциональным $0,76U_{ov}$. Такой подход основан на предположении, что температурная зависимость напряжения диодной цепочки аналогична зависимости для солнечного модуля. Предлагаемый способ избавляет контроллер ТММ периодически измерять напряжение холостого хода и вычислять оптимальное напряжение. Блок-схема, соответствующая методу холостого хода, изображена на рис. 5.

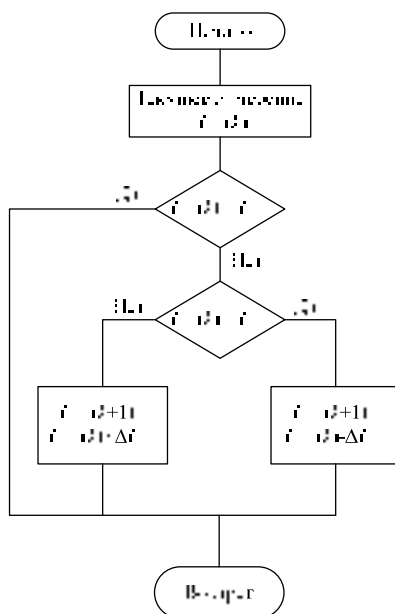


Рис. 4. Блок-схема метода постоянного напряжения (CV)

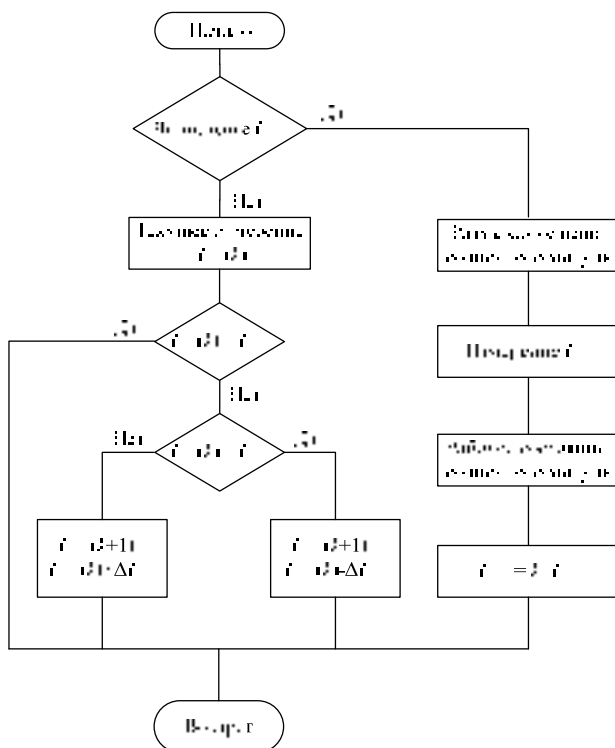


Рис. 5. Блок-схема метода холостого хода (OV)

Метод короткого замыкания (SC). В отличие от метода холостого хода в методе короткого замыкания фиксируется ток солнечного модуля. Считается, что оптимальное значение выходного тока солнечного модуля прямо пропорционально току короткого замыкания I_{sc} при различных уровнях освещенности в широком диапазоне изменения температуры окружающей среды. Коэффициент пропорциональности k_I (рис. 6) составляет примерно 0,92 [8]. Таким образом, контроллер ТММ на этапе инсталляции ФВ должен определить ток короткого замыкания солнечного модуля. Это, в простейшем случае, требует кратковременного периодического замыкания выходной цепи солнечного модуля, приводящего к потере мощности. Как и в предыдущем способе, контроллер формирует опорное напряжение U_{ref} , соответствующее оптимальному току I_{opt} на выходе солнечного модуля.

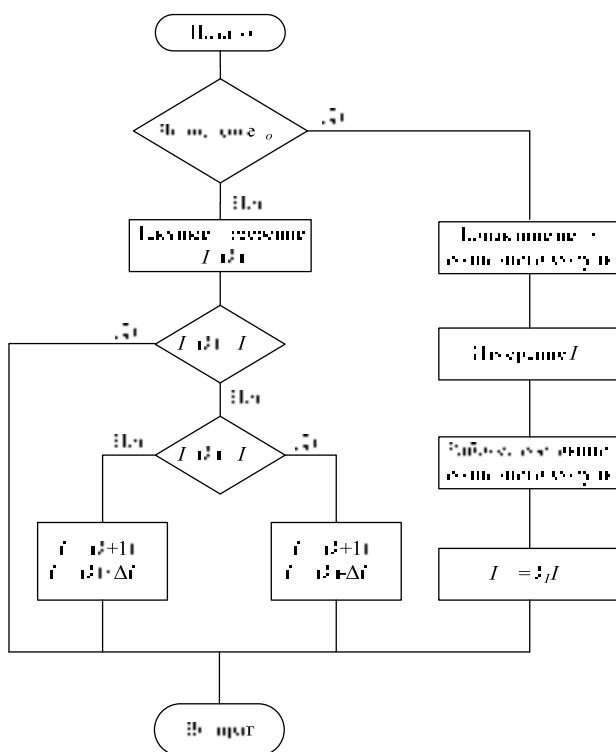


Рис. 6. Блок-схема метода короткого замыкания (SC)

Метод короткого замыкания находит широкое распространение на практике в силу его реализации средствами аналоговой схемотехники [3]. Рассмотрим пример построения системы управления силовым ключом преобразователя постоянного напряжения (рис. 2) повышающего типа, являющегося звеном постоянного тока при преобразовании солнечной энергии в энергию переменного тока [1]. Обобщенная структурная схема системы управления гистерезисного типа представлена на рис. 7, а, из которого следует, что посредством регулирования длительности открытого состояния силового ключа

ток солнечной панели I_{pv} будет следовать за оптимальным (эталонным) током I_{opt} (рис. 7, б) в пределах заданного коридора тока (точки A_1 и A_2).

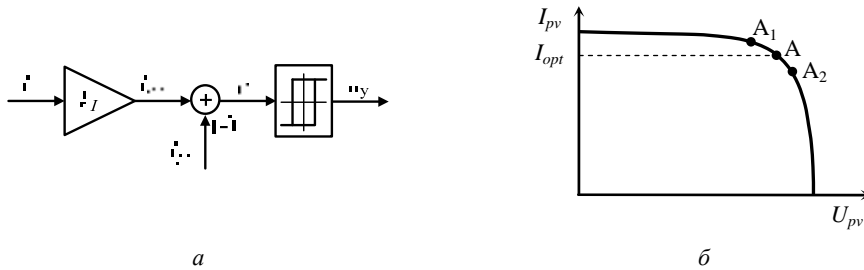


Рис. 7. Обобщенная структурная схема системы управления (а) и положения рабочей точки на ВАХ солнечного модуля (б)

Система поиска ТММ методом короткого замыкания (рис. 8) состоит из следующих блоков: датчика тока (ДТ), например LA25, для считывания тока солнечного модуля; определителя ошибки e , пропорциональной разности токов $I_{opt} - I_{pv}$; регенеративного компаратора на операционном усилителе DA3, формирующем на своем выходе логический сигнал u_k для управления силовым ключом регулятора напряжения; схемы оптической развязки, построенной на микросхеме DA4, например HCPL-3101; драйвера силового ключа, например IR2112.

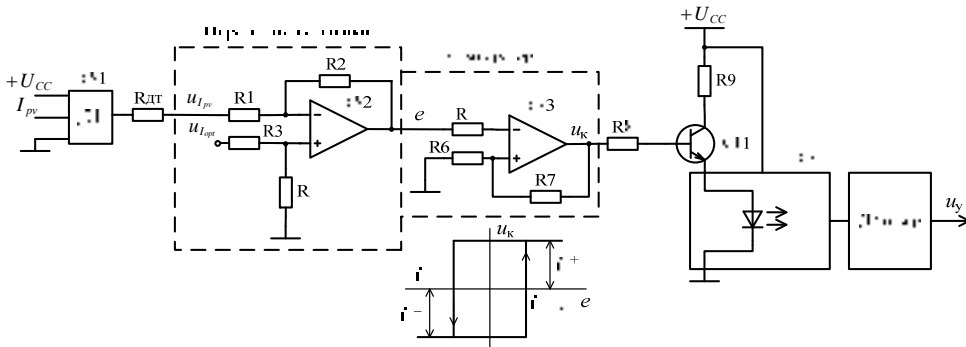


Рис. 8. Аналоговая система регулирования положения рабочей точки солнечного модуля

Принцип действия системы управления заключается в следующем. В установившемся режиме рабочая точка солнечной панели A движется между своими предельными значениями A_1 и A_2 . Если ток солнечной панели становится ниже тока, соответствующего точке A_2 , ошибка $e > U_{сраб} = R_6 U^+ / (R_6 + R_7)$, на выходе компаратора формируется положительный уровень напряжения u_k , приводящий к отпиранию силового ключа регулятора напряжения и увеличению тока солнечного модуля. В случае, когда ток солнечного модуля становится больше тока, соответствующего точке A_1 , ошибка $e < U_{отп} = -R_6 U^- / (R_6 + R_7)$, на выходе компаратора формируется отрицательный (или нулевой) уровень напряжения, приводящий к запираанию силового ключа регулятора напряжения и уменьшению тока солнечного модуля.

Алгоритм возмущения и наблюдения (*perturbation and observation – P&O*). Классический алгоритм возмущения и наблюдения [8, 17, 22] предполагает увеличение или уменьшение опорного напряжения U_{ref} фотовольтаической системы с целью возмущения системы через равные промежутки времени и дальнейшее сравнение выходной мощности солнечного модуля на k и $k-1$ этапах работы. Если при изменении выходного напряжения солнечного модуля на k -м интервале измерения его мощность возрастает (переходы $A_2 \rightarrow A_1$, $B_2 \rightarrow B_1$ на рис. 9, а), то система управления продолжает перемещать рабочую точку солнечного модуля в этом направлении; в противном случае знак приращения опорного напряжения ΔU_{ref} изменяется, и рабочая точка солнечного модуля перемещается в противоположном направлении. На каждом следующем этапе возмущения алгоритм (рис. 10) продолжает работать таким же образом. Основным преимуществом такого подхода является простота реализации алгоритма. На рис. 10 $U_{pv}(k)$, $I_{pv}(k)$, $P_{pv}(k)$ – напряжение, ток и мощность солнечного модуля на k интервале поиска ТММ; $U_{ref}(k)$ – опорное напряжение ФВ системы, задающей напряжение на выходе солнечного модуля.

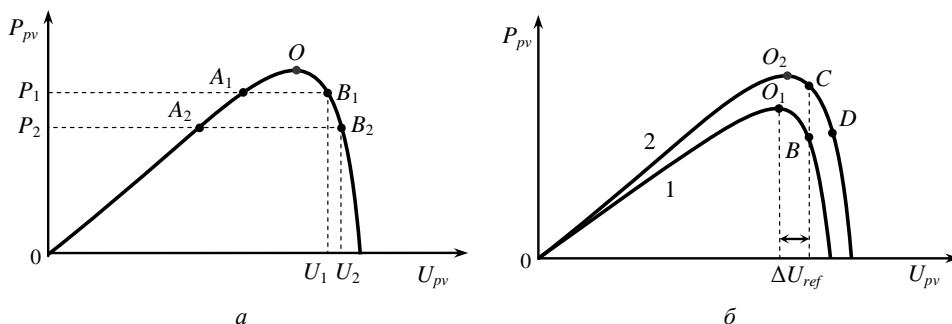


Рис. 9. Движение рабочей точки солнечного модуля в условиях постоянного (а) и переменного (б) солнечного излучения

Как было отмечено выше, регулирование мощности солнечного модуля осуществляется с применением повышающего или понижающего преобразователя постоянного напряжения. Если считать выходное напряжение преобразователя неизменным, напряжение солнечной панели будет изменяться в соответствии с известными равенствами $U_{pv} = U_{вых}(1 - \gamma)$ для повышающего преобразователя и $U_{pv} = U_{вых} / \gamma$ для понижающего преобразователя, где $U_{вых}$ – выходное напряжение преобразователя напряжения, на вход которого поступает напряжение с выхода солнечного модуля U_{pv} , γ – относительная длительность открытого состояния силового ключа преобразователя напряжения. При движении рабочей точки от A_2 к A_1 (рис. 9) напряжение солнечного модуля U_{pv} увеличивается (система управления получает положительное приращение ΔU_{ref}), что соответствует уменьшению γ (система управления получает отрицательное приращение $\Delta \gamma$). И, наоборот, при движении рабочей точки к ТММ O от B_2 к B_1 напряжение солнечного модуля U_{pv} уменьшается (система управления получает отрицательное приращение ΔU_{ref}), что соответствует увеличению γ (система управления получает положительное приращение $\Delta \gamma$).

В своей простейшей форме этот алгоритм, как правило, обладает хорошими характеристиками при условии, что солнечное излучение не изменяется слишком быстро. В установившемся состоянии рабочая точка колеблется вокруг номинального напряжения, соответствующего ТММ. Эти установившиеся колебания сильно зависят от размера шага возмущения и частоты возмущения. Частота возмущений должна быть достаточно низкой, чтобы ФВ система могла достичь установившегося состояния до следующего возмущения. Размер шага возмущения должен быть достаточным для того, чтобы на контроллер ТММ не оказывали существенного влияния помехи при генерации нового значения выходного напряжения [6, 10].

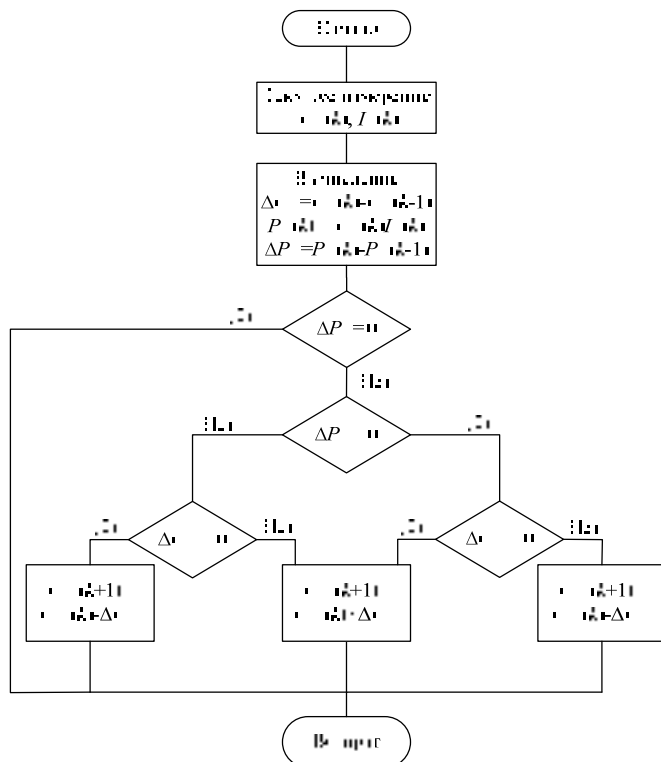


Рис. 10. Блок-схема алгоритма возмущения и наблюдения (*P&O*)

Недостатком классического алгоритма *P&O* является его невысокая эффективность при низком солнечном излучении. По этой причине были предложены альтернативные решения. Например, в работе [5] алгоритм *P&O* объединен с алгоритмом постоянного напряжения (*CV*) для отслеживания ТММ с высокой эффективностью как при низких, так и при высоких уровнях солнечного излучения. Алгоритм увеличивает длительность открытого состояния силового ключа преобразователя постоянного напряжения до тех пор, пока выходное напряжение солнечного модуля не станет равным примерно 76% от напряжения холостого хода, являющегося отправной точкой для контроллера ТММ. Затем алгоритм вычисляет выходной ток солнечного модуля.

При превышении током уровня, соответствующего минимальной мощности солнечного излучения, алгоритм использует метод *P&O*; если же ток ниже, то алгоритм использует метод *CV*. Результаты моделирования [5] показывают, что эффективность отбора солнечной энергии составляет от 95% до 99% в широком диапазоне солнечного излучения.

Алгоритм *P&O* склонен к неустойчивому поведению в условиях быстрого изменения уровня освещенности, поскольку любое изменение последнего воспринимается алгоритмом как результат изменения опорного напряжения на предыдущем этапе. Это может привести к медленному или неправильному отслеживанию ТММ. Например, рис. 9, б поясняет уход алгоритма от правильного направления поиска ТММ. Пусть O_1 является начальной точкой поиска. В предположении, что знак возмущения ΔU_{ref} является положительным, новой рабочей точкой будет B . При неизменной освещенности алгоритм обнаружит уменьшение мощности солнечного модуля и изменит знак возмущения. Однако если освещенность увеличится (переход от кривой 1 к кривой 2) на k -м интервале выборки, новой рабочей точкой будет точка C , а не B . Приращение мощности солнечного модуля воспримется как результат возмущения, и направление приращения сохранится. Следовательно, новой рабочей точкой будет точка D , которая явно дальше от истинной ТММ O_2 . Если наблюдается устойчивый рост освещенности, рабочая точка будет по-прежнему уходить в сторону от истинной ТММ.

Для решения указанной проблемы были предложены различные модификации алгоритма *P&O*. Например, в работе [25] предложен трехточечный метод, который сравнивает мощность солнечного модуля в контрольной точке с мощностью, измеренной до и после контрольной точки. В работе [10] для уменьшения колебаний около ТММ и снижения проблемы быстроизменяющегося солнечного излучения показано, как параметры алгоритма *P&O* (в частности, частота выборок тока и напряжения солнечного модуля) могут быть оптимизированы для динамического поведения конкретного преобразователя напряжения.

В работе [22] предложено простое и эффективное решение проблемы в слежении за ТММ в неправильном направлении – алгоритм *dP-P&O*. В этом алгоритме измерение мощности деконструировано для выявления различных источников изменения мощности солнечного модуля – в результате возмущения или изменения солнечного излучения. В алгоритме учитываются только изменения мощности, вызванные действиями со стороны контроллера ТММ по результатам выполнения его команд. Алгоритм *dP-P&O* предполагает дополнительное измерение мощности P_x солнечного модуля в точке, соответствующей середине периода выборки T , как показано на рис. 11.

Изменение мощности солнечного модуля ΔP_2 обусловлено изменением только солнечного излучения, а изменение ΔP_1 обусловлено мощностью, вызванной возмущением со стороны контроллера ТММ, и изменением солнечного излучения. В предположении, что скорость изменения солнечного излучения является величиной постоянной в пределах одной итерации опорного

напряжения (это соответствует одинаковому наклону кривых на рис. 9), приращение мощности, обусловленное действием контроллера ТММ, может быть вычислено по формуле

$$\Delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2 = (P_x - P_{k-1}) - (P_k - P_x) = 2P_x - P_k - P_{k-1}. \quad (1)$$

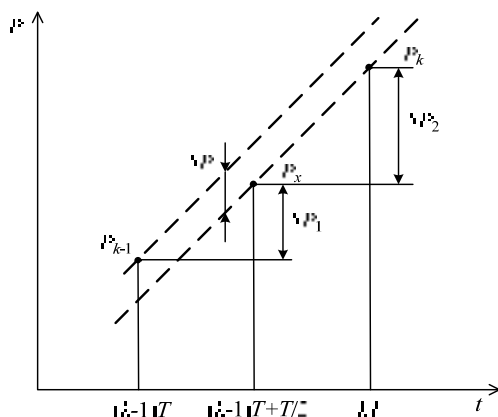


Рис. 11. Иллюстрация вычисления приращения мощности алгоритма dP -P&O

В алгоритме dP -P&O вычисление приращения мощности $\Delta P_{pv} = P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)$, свойственное алгоритму P&O (рис. 10), заменено на вычисление приращения мощности по формуле (1). Авторы работы [22] показывают, что метод dP -P&O способен предотвратить слежение в неправильном направлении, свойственное алгоритму P&O во время быстрого изменения излучения, и сопровождается значительным увеличением скорости слежения.

Алгоритм возрастающей проводимости (IC). Известно, что в точке максимальной мощности выполняется равенство

$$\frac{dP_{pv}}{dU_{pv}} = \frac{d(U_{pv} I_{pv})}{dU_{pv}} = I_{pv} + U_{pv} \frac{dI_{pv}}{dU_{pv}} = 0,$$

которое может быть преобразовано к виду

$$\frac{dI_{pv}}{dU_{pv}} + \frac{I_{pv}}{U_{pv}} = 0, \quad (2)$$

где I_{pv} и U_{pv} – ток и напряжение солнечного модуля; I_{pv}/U_{pv} – проводимость солнечного модуля; dI_{pv}/dU_{pv} – инкрементная (возрастающая) проводимость. Выполнение условия (2) при отсутствии изменения тока солнечного модуля ($dI_{pv} = 0$), вызванное изменением интенсивности солнечного излучения, позволяет системе управления поддерживать найденное таким образом номинальное напряжение солнечного модуля без дополнительного возмущения.

Алгоритм на k -м интервале работы начинается с измерения текущих значений тока $I_{pv}(k)$ и напряжения $U_{pv}(k)$ солнечного модуля (рис. 12). Затем с использованием соответствующих значений, полученных на $k-1$ интервале работы, вычисляются приращения тока ΔI_{pv} и напряжения ΔU_{pv} . Основной является проверка выполнения равенства (2), по результатам которой будет

скорректировано опорное напряжение U_{ref} , задающее напряжение на выходных зажимах солнечного модуля. При

$$\frac{dI_{pv}}{dU_{pv}} + \frac{I_{pv}}{U_{pv}} < 0$$

рабочая точка на плоскости $P_{pv}(U_{pv})$ находится справа от ТММ, поэтому опорное напряжение корректируется в сторону уменьшения; при

$$\frac{dI_{pv}}{dU_{pv}} + \frac{I_{pv}}{U_{pv}} > 0$$

рабочая точка солнечного модуля находится слева от ТММ, что требует увеличения опорного напряжения для приближения выходного напряжения U_{pv} к номинальному. Проверка на выполнение равенства $\Delta U_{pv} = 0$ включена в алгоритм, чтобы определить, требуется ли управляющее воздействие в виде коррекции опорного напряжения, если солнечный модуль уже работал в ТММ на предыдущем этапе. Здесь изменение атмосферных условий ($\Delta I_{pv} \neq 0$) в соответствии с ВАХ солнечного модуля будет определять, в какую сторону необходимо изменять опорное напряжение U_{ref} .

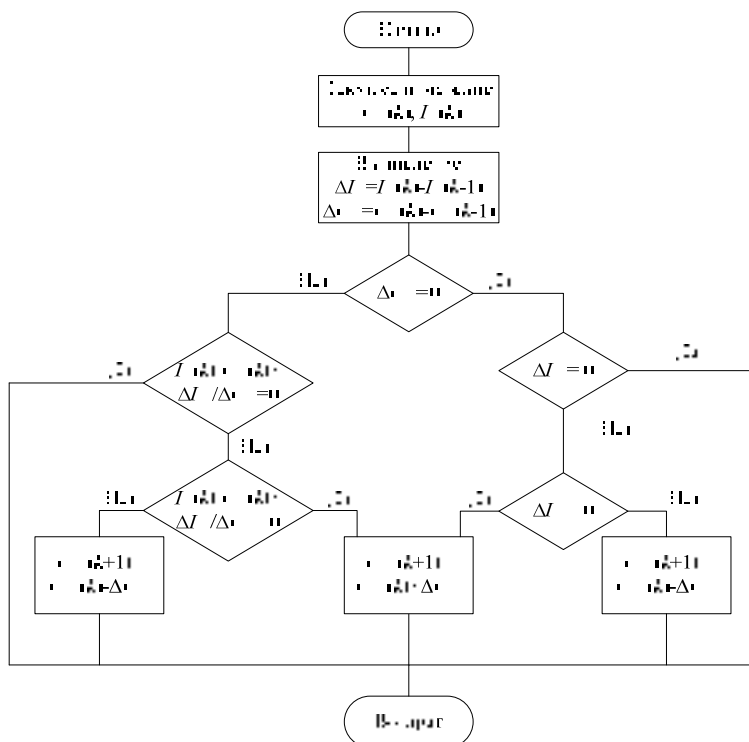


Рис. 12. Блок-схема алгоритма возрастающей проводимости (IC)

Следует заметить, что условие (2) редко выполняется точно из-за приближенных вычислений dI_{pv} и dU_{pv} , выполняемых в контроллере ТММ. Поэтому условие (2) соответствия ТММ может быть записано в виде

$$\left| \frac{dI_{pv}}{dU_{pv}} + \frac{I_{pv}}{U_{pv}} \right| \leq \varepsilon.$$

Значение ошибки ε определяется из компромисса между нахождением ТММ «точь-в-точь» и перспективой колебаний рабочей точки вокруг ТММ.

Таким образом, как и в алгоритме *P&O*, для перемещения рабочей точки по вольт-амперной характеристике солнечного модуля требуется периодическое возмущение управляющей переменной (в данном случае опорного напряжения). Однако непрерывная проверка условия (2) позволяет определить положение рабочей точки относительно ТММ. Это, в свою очередь, исключает начальную регулировку опорного напряжения в неправильном направлении, что имеет место в алгоритме *P&O*, работающем по принципу «проб и ошибок». Рассмотренному алгоритму *IC* свойственны быстрая и корректная система реагирования на изменяющиеся условия работы солнечного модуля, более точное отслеживание ТММ и меньшие колебания вокруг нее по сравнению с алгоритмом *P&O* [7, 21]. Однако алгоритму *IC* присущ недостаток, заключающийся в нестабильности, которая может появиться из-за использования операции дифференцирования в алгоритме. Также следует отметить, что при низких уровнях солнечного излучения операция дифференциация сложна и склонна к измерению шума, поэтому результаты поиска ТММ могут быть неудовлетворительными.

В общем, алгоритм *IC* при слежении за ТММ использует фиксированный размер шага итерации ΔU_{ref} , который определяется требованиями точности и скорости слежения. В работе [14] предложен модифицированный алгоритм *IC* с переменным размером шага. Такой подход автоматически регулирует размер шага при движении к рабочей точке солнечного модуля. Когда рабочая точка считается расположенной далеко от ТММ, модифицированный алгоритм увеличивает размер шага для быстрого приближения рабочей точки к ТММ, и наоборот, когда рабочая точка находится вблизи ТММ, размер шага уменьшается. Путем варьирования размера шага повышаются точность и скорость алгоритма. Модель малого сигнала подтверждает стабильность системы практически во всех случаях [14].

Работа солнечной батареи в условиях частичного затенения. Для получения желаемого напряжения и тока солнечные модули включаются последовательно и параллельно, образуя СБ. Для предотвращения обратного тока через параллельный модуль (или цепь последовательно соединенных модулей) включают блокирующий диод $VD_{\text{бл}}$ [12] (рис. 13). При неодинаковых условиях освещенности солнечных модулей (модуль PV2 на рис. 13 частично затенен) такие диоды блокируют обратный ток через слабоосвещенный модуль (заштрихованные участки на рис. 14), тем самым предотвращая уменьшение результирующего тока I_0 через нагрузку.

На рис. 14 показаны характеристики двух параллельно включенных солнечных модулей (а) с блокирующими диодами (сплошная линия) и без них (пунктирная линия), а также зависимости мощности солнечной батареи от напряжения (б). Включение блокирующих диодов позволяет увеличить напряжение холостого хода СБ и ее выходную мощность P_0 .

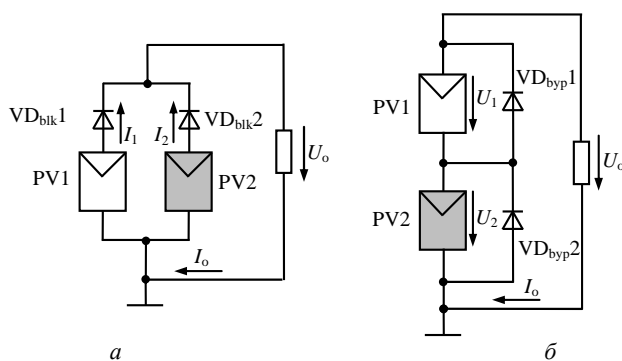


Рис. 13. Солнечные батареи

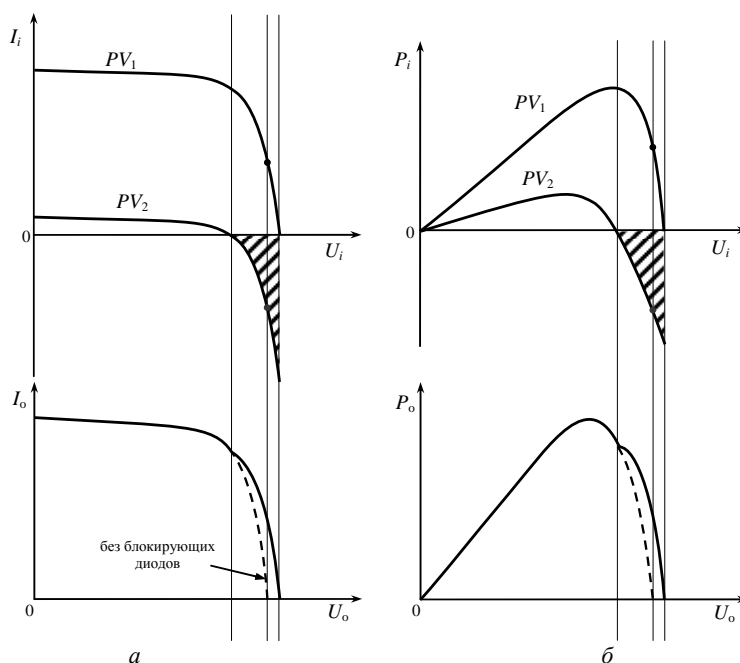


Рис. 14. Характеристики солнечных модулей, соединённых параллельно: вольт-амперная характеристика (а), зависимость мощности от напряжения (б)

При последовательном соединении солнечных модулей параллельно каждому модулю на практике включают обходной диод VD_{byp} [12] (рис. 13, б). Назначение обходного диода – создание цепи протекания тока в обход солнечного модуля, находящегося при худших условиях освещенности. На рис. 15 показаны характеристики солнечных модулей (а), соединенных последовательно, и результирующая ВАХ СБ (б). В случае если ток нагрузки I_0 превышает ток короткого замыкания последовательно включенного солнечного модуля, выходное напряжение этого модуля становится отрицательным, позволяя включиться соответствующему параллельно подключенному обходному диоду. Последнее обстоятельство увеличивает генерируемую СБ мощность.

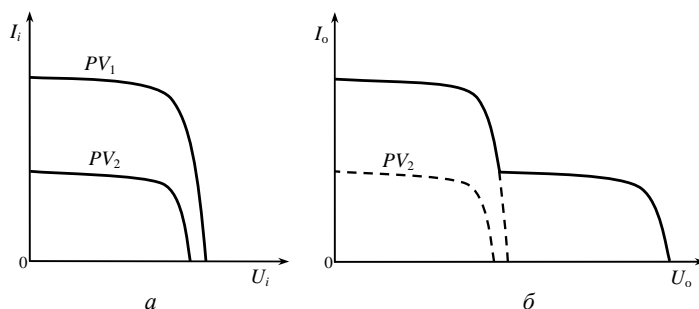


Рис. 15. ВАХ солнечных модулей, соединённых последовательно

Из приведенных рассуждений понятно, что характеристики СБ, модули которой находятся в разных условиях освещенности, при включении блокирующих и обходных диодов могут быть весьма разнообразны с многочисленными локальными ТММ. В условиях неодинаковой освещенности модулей вышеприведенные алгоритмы поиска ТММ, основанные на возмущении и наблюдении, могут давать неверные результаты поиска глобальной ТММ, «оседавая» на локальных максимумах.

Выводы. 1. Контроллеры ТММ играют важную роль в ФВ системах, нагрузкой которых является либо аккумуляторная батарея, либо промышленная сеть. При построении автономных безаккумуляторных систем необходимость в отслеживании ТММ отсутствует.

2. Слежение за ТММ осуществляется с помощью импульсного преобразователя постоянного напряжения с аналоговой или цифровой системой управления, позволяющей реализовать рассмотренные в работе алгоритмы.

3. Обзор алгоритмов поиска ТММ показывает, что традиционные алгоритмы обладают такими недостатками, как пульсации вокруг ТММ, ошибки в отслеживании ТММ при резких изменениях условий окружающей среды. Поэтому на практике применяют модификации традиционных алгоритмов.

4. При работе СБ возникает проблема частичного затенения солнечных модулей, приводящая к появлению локальных максимумов на характеристике $P_{pv}(U_{pv})$ и осложняющая поиск глобальной ТММ с использованием традиционных алгоритмов.

Литература

1. Малинин Г.В., Белов Г.А. Системы управления преобразователями для солнечных модулей на базе инверторов с ШИМ // Вестник Чувашского университета. 2015. № 3. С. 68–80.
2. Babaa S., Armstrong M., Pickert V. Overview of maximum power point tracking control methods for PV systems. *Journal of Power and Energy Engineering*, no. 2, pp. 59–72. doi: 10.4236/jpee.2014.28006.
3. Djeghloud H., Guellout O., Larakeb M., Bouteldja O., Boukebbous S., Bentounsi A. Practical study of a laboratory undersized grid-connected PV system. *2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT ASIA)*, 2014, pp. 618–623. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2014.6873863.
4. Dolara A., Faranda R., Leva S. Energy comparison of seven MPPT techniques for PV systems. *J. Electromagnetic Analysis & Applications*, 2009, no. 3, pp. 152–162. doi: 10.4236/jemaa.2009.13024.
5. Dorofte C., Borup U., Blaabjerg F. A Combined two-method MPPT control scheme for grid-connected photovoltaic systems. *European Conference on Power Electronics and Applications*. Dresden, 2005, pp. 1–10. doi: 10.1109/EPE.2005.219714.

6. Elgendy M.A., Zahawi B., Atkinson D.J. Assessment of perturb and observe MPPT algorithm implementation techniques for PV pumping applications. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 1, 2012, pp. 21–33. doi: 10.1109/TSTE.2011.2168245.
7. Esram T., Chapman P.L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, 2007, pp. 439–449. doi: 10.1109/TEC.2006.874230.
8. Faranda R., Leva S. Energy comparison of MPPT techniques for PV systems. *WSEAS Transactions on Power Systems*, vol. 3, iss. 6, 2008, pp. 447–455.
9. Femia N., Granozio D., Petrone G., Spagnuolo G., Vitelli M. Optimized one-cycle control in photovoltaic grid connected applications. *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, 2006, vol. 42, iss. 3, pp. 954–972. doi: 10.1109/TAES.2006.248205.
10. Femia N., Petrone G., Spagnuolo G., Vitelli M. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 20, no. 4, pp. 963–973. doi: 10.1109/TPEL.2005.850975.
11. Kobayashi K., Matsuo H., Sekine Y. A novel optimum operating point tracker of the solar cell power supply system. *Power Electronics Specialists Conference, PESC 04, 2004 IEEE 35th Annual*, 2004, pp. 2147–2151. doi: 10.1109/PESC.2004.1355451.
12. Kota K., Hirota K. A study on effect of blocking and bypass diodes on partial shaded PV string with compensating circuit using voltage equalizer. *IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS)*, 2015, pp. 241–244. doi: 10.1109/ISCAS.2015.7168615.
13. Koutroulis E., Blaabjerg F. A new technique for tracking the global maximum power point of PV arrays operating under partial-shading conditions. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2012, vol. 2, iss. 2, pp. 184–190. doi: 10.1109/JPHOTOV.2012.2183578.
14. Lee J.H., Bae H., Cho B.H. Advanced incremental conductance MPPT algorithm with a variable step size. *12th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2006*, 2006, pp. 603–607. doi: 10.1109/EPEPEMC.2006.4778466.
15. Leedy AW, Liping G, Aganah K.A. A constant voltage MPPT method for a solar powered boost converter with DC motor load. *Proceedings of IEEE, Southeastcon*, 2012, pp. 1–6. doi: 10.1109/SECon.2012.6196885.
16. Lopez-Lapena O, Penella M.T. Low-power FOCV MPPT controller with automatic adjustment of the sample&hold. *Electronics Letters*, 2012, vol. 48, iss. 20, pp. 1301–1303. doi: 10.1049/el.2012.1345.
17. Narendiran S. Grid tie inverter and MPPT – a review. *International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies (ICCPCT)*, 2013, pp. 564–567. doi: 10.1109/ICCPCT.2013.6529017.
18. Pandey A., Dasgupta N., Mukerjee A.K. A simple single-sensor MPPT solution. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2007, vol. 22, iss. 2, pp. 698–700. doi: 10.1109/TPEL.2007.892346.
19. Park M., Yu I.K. A study on optimal voltage for MPPT obtained by surface temperature of solar cell. *Industrial Electronics Society*, 2004. IECON 2004. 30th Annual Conference of IEEE, 2004, vol. 3, pp. 2040–2045. doi: 10.1109/IECON.2004.1432110.
20. Patel H, Agarwal V. Maximum power point tracking scheme for PV systems operating under partially shaded conditions. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2008; vol. 55, iss. 4, pp. 1689–1698. doi: 10.1109/TIE.2008.917118.
21. Salas V., Olias E., Barrado A., Lazaro A. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells 90*, 2005, pp. 1555–1578. doi:10.1016/j.solmat.2005.10.023.
22. Sera D, Kerekes T., Teodorescu R., Blaabjerg F. Improved MPPT method for rapidly changing environmental conditions. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, vol. 2, 2006, pp. 1420–1425. doi: 10.1109/ISIE.2006.295680.
23. Tajuddin M.F.N., Arif M.S., Ayob S.M., Salam Z. Perturbative methods for maximum power point tracking (MPPT) of photovoltaic (PV) systems: a review. *International Journal of Energy Research*, 2015, vol. 39, iss. 12, pp. 1153–1178. doi: 10.1002/er.3289.
24. Tse K.K., Chung H.S.H., Hui S.Y.R., Ho M.T. A Novel maximum power point tracking technique for PV panels. *IEEE 32nd Annual Power Electronics Specialists Conference, PESC 2001*, 2001, vol. 4, pp. 1970–1975. doi: 10.1109/PESC.2001.954410.
25. Ying-Tung H, China-Hong C. Maximum power tracking for photovoltaic power system. *37th IAS Annual Meeting. Conference Record of the Industry Applications Conference*, 2002, vol. 2, pp. 1035–1040. doi: 10.1109/IAS.2002.1042685.

26. Yuansheng X, Suxiang Q, Jianming X. Research on constant voltage with incremental conductance MPPT method. *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Asia-Pacific*, 2012, pp. 1–4. doi: 10.1109/APPEEC.2012.6307155.

МАЛИНИН ГРИГОРИЙ ВЯЧЕСЛАВОВИЧ – кандидат технических наук, доцент кафедры промышленной электроники, Чувашский государственный университет, Россия, Чебоксары (malgrig6@mail.ru).

СЕРЕБРЯННИКОВ АЛЕКСАНДР ВЛАДИМИРОВИЧ – кандидат технических наук, доцент кафедры промышленной электроники, Чувашский государственный университет, Россия, Чебоксары (alex-silver@mail.ru).

G. MALININ, A. SEREBRYANNIKOV

MAXIMUM POWER POINT TRACKING FOR PV ARRAY

Key words: maximum power point (MPP), photovoltaic (PV), PV array, DC-DC converter, partial shading, control system.

The PV system is popularly known to suffer from low-energy harvesting due to the change of environment conditions. An inexpensive and practical solution to extract the energy from the PV array is improving the maximum power point tracking (MPPT) technique. This paper presents a review of the MPPT techniques based on the perturbative photovoltaic system. The comparative analysis of methods to determine their strengths and weaknesses is made. There is an example of control analog circuit by DC-DC converter of hysteresis method. Solar array work under partial shading results in difficulties to track a global MPP and ways to solve this problem.

References

1. Malinin G.V., Belov G.A. *Sistemy upravleniya preobrazovatelyami dlya solnechnykh modulei na baze invertorov s ShIM* [Converters control system for solar modules based on PWM inverter]. *Vestnik Chuvashskogo universiteta*, 2015, no. 3, pp. 68–80.
2. Babaa S., Armstrong M., Pickert V. Overview of maximum power point tracking control methods for PV systems. *Journal of Power and Energy Engineering*, no. 2, pp. 59–72. doi: 10.4236/jpee.2014.28006.
3. Djeghloud H., Guellout O., Larakeb M., Bouteldja O., Boukebbous S., Bentounsi A. Practical study of a laboratory undersized grid-connected PV system. *2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT ASIA)*, 2014, pp. 618–623. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2014.6873863.
4. Dolara A., Faranda R., Leva S. Energy comparison of seven MPPT techniques for PV systems. *J. Electromagnetic Analysis & Applications*, 2009, no. 3, pp. 152–162. doi: 10.4236/jemaa.2009.13024.
5. Dorofte C., Borup U., Blaabjerg F. A Combined two-method MPPT control scheme for grid-connected photovoltaic systems. *European Conference on Power Electronics and Applications*. Dresden, 2005, pp. 1–10. doi: 10.1109/EPE.2005.219714.
6. Elgendy M.A., Zahawi B., Atkinson D.J. Assessment of perturb and observe MPPT algorithm implementation techniques for PV pumping applications. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 1, 2012, pp. 21–33. doi: 10.1109/TSTE.2011.2168245.
7. Esram T., Chapman P.L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, 2007, pp. 439–449. doi: 10.1109/TEC.2006.874230.
8. Faranda R., Leva S. Energy comparison of MPPT techniques for PV systems. *WSEAS Transactions on Power Systems*, vol. 3, iss. 6, 2008, pp. 447–455.
9. Femia N., Granozio D., Petrone G., Spagnuolo G., Vitelli M. Optimized one-cycle control in photovoltaic grid connected applications. *IEEE Trans. Aersp. Electron. Syst.*, 2006, vol. 42, iss. 3, pp. 954–972. doi: 10.1109/TAES.2006.248205.
10. Femia N., Petrone G., Spagnuolo G., Vitelli M. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 20, no. 4, pp. 963–973. doi: 10.1109/TPEL.2005.850975.

11. Kobayashi K., Matsuo H., Sekine Y. A novel optimum operating point tracker of the solar cell power supply system. *Power Electronics Specialists Conference, PESC 04, 2004 IEEE 35th Annual*, 2004, pp. 2147–2151. doi: 10.1109/PESC.2004.1355451.
12. Kota K., Hirota K. A study on effect of blocking and bypass diodes on partial shaded PV string with compensating circuit using voltage equalizer. *IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS)*, 2015, pp. 241–244. doi: 10.1109/ISCAS.2015.7168615.
13. Koutroulis E., Blaabjerg F. A new technique for tracking the global maximum power point of PV arrays operating under partial-shading conditions. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2012, vol. 2, iss. 2, pp. 184–190. doi: 10.1109/JPHOTOV.2012.2183578.
14. Lee J.H., Bae H., Cho B.H. Advanced incremental conductance MPPT algorithm with a variable step size. *12th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2006*, 2006, pp. 603–607. doi: 10.1109/EPEPEMC.2006.4778466.
15. Leedy AW, Liping G, Aganah K.A. A constant voltage MPPT method for a solar powered boost converter with DC motor load. *Proceedings of IEEE, Southeastcon*, 2012, pp. 1–6. doi: 10.1109/SECon.2012.6196885.
16. Lopez-Lapena O, Penella M.T. Low-power FOCV MPPT controller with automatic adjustment of the sample&hold. *Electronics Letters*, 2012, vol. 48, iss. 20, pp. 1301–1303. doi: 10.1049/el.2012.1345.
17. Narendiran S. Grid tie inverter and MPPT – a review. *International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies (ICCPCT)*, 2013, pp. 564–567. doi: 10.1109/ICCPCT.2013.6529017.
18. Pandey A., Dasgupta N., Mukerjee A.K. A simple single-sensor MPPT solution. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2007, vol. 22, iss. 2, pp. 698–700. doi: 10.1109/TPEL.2007.892346.
19. Park M., Yu I.K. A study on optimal voltage for MPPT obtained by surface temperature of solar cell. *Industrial Electronics Society, 2004. IECON 2004. 30th Annual Conference of IEEE, 2004*, vol. 3, pp. 2040–2045. doi: 10.1109/IECON.2004.1432110.
20. Patel H, Agarwal V. Maximum power point tracking scheme for PV systems operating under partially shaded conditions. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2008; vol. 55, iss. 4, pp. 1689–1698. doi: 10.1109/TIE.2008.917118.
21. Salas V., Olias E., Barrado A., Lazaro A. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells 90*, 2005, pp. 1555–1578. doi:10.1016/j.solmat.2005.10.023.
22. Sera D, Kerekes T., Teodorescu R., Blaabjerg F. Improved MPPT method for rapidly changing environmental conditions. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, vol. 2, 2006, pp. 1420–1425. doi: 10.1109/ISIE.2006.295680.
23. Tajuddin M.F.N., Arif M.S., Ayob S.M., Salam Z. Perturbative methods for maximum power point tracking (MPPT) of photovoltaic (PV) systems: a review. *International Journal of Energy Research*, 2015, vol. 39, iss. 12, pp. 1153–1178. doi: 10.1002/er.3289.
24. Tse K.K., Chung H.S.H., Hui S.Y.R., Ho M.T. A Novel maximum power point tracking technique for PV panels. *IEEE 32nd Annual Power Electronics Specialists Conference, PESC 2001*, 2001, vol. 4, pp. 1970–1975. doi: 10.1109/PESC.2001.954410.
25. Ying-Tung H, China-Hong C. Maximum power tracking for photovoltaic power system. *37th IAS Annual Meeting. Conference Record of the Industry Applications Conference*, 2002, vol. 2, pp. 1035–1040. doi: 10.1109/IAS.2002.1042685.
26. Yuansheng X, Suxiang Q, Jianming X. Research on constant voltage with incremental conductance MPPT method. *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Asia-Pacific*, 2012, pp. 1–4. doi: 10.1109/APPEEC.2012.6307155.

MALININ GRIGORIY – Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor of Industrial Electronics Department, Chuvash State University, Russia, Cheboksary.

SEREBRYANNIKOV ALEKSANDR – Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor of Industrial Electronics Department, Chuvash State University, Russia, Cheboksary.

Ссылка на статью: Малинин Г.В., Серебрянников А.В. Слежение за точкой максимальной мощности солнечной батареи // Вестник Чувашского университета. – № 3. – С. 76–93.