



# A New Control Strategy for Multifunctional PV Grid Interface Converter Considering Inverter Rating

Hadi Afkar<sup>1\*</sup>, Mostafa Esmaeeli<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Assistant Professor, Department of Electrical Engineering, Technical and Vocational University (TVU), Tehran, Iran.

<sup>2</sup>Assistant Professor, Faculty of Computer and Industrial Engineering, Birjand University of Technology, Birjand, Iran.

## ARTICLE INFO

## ABSTRACT

### Article Type:

Original Research

**Received:** 08.27.2023

**Revised:** 01.09.2024

**Accepted:** 02.18.2024

### Keyword:

Multifunctional PV Grid

Interface Converter

Current Harmonics

THD

Power Quality Improvement

### \*Corresponding Author:

Hadi Afkar

Email: [h-afkar@tvu.ac.ir](mailto:h-afkar@tvu.ac.ir)

Several studies have shown the benefits of using auxiliary functions in the control strategy of PV grid interface converters. Most studies do not consider the necessity of prioritizing the injection of PV power into the grid and limiting the compensation according to the available capacity of the inverter. The main goal of this paper is to propose a new control strategy for the multifunctional PV grid interface converter to improve the power quality at the PCC by considering the capacity of the inverter. This strategy considers the inverter's rated capacity in terms of the maximum current factor. This method limits the inverter current to prevent overrating operations of the inverter and also manages the functions of the PV grid interface converter. Limiting the inverter's rated capacity in terms of maximum current is very important not only to preserve the life of semiconductors but also to ensure the primary role of the inverter in injecting active power into the grid. In this strategy, injecting active power into the network along with load imbalance compensation has priority over improving power quality. The control strategy is based on extracting active and reactive components of the current per phase with a variable reference frame. The proposed control strategy for a two-stage grid-connected PV interface converter was implemented in a three-phase, four-wire power distribution system. The simulation was carried out by MATLAB/Simulink software. The simulation results and comparison with the conventional control strategy demonstrated the good performance of the proposed strategy.



---

**EXTENDED ABSTRACT**

---

**Introduction**

Due to the global energy crisis, environmental concerns caused by exhaustible fossil fuels, and more energy consumption, the attention of many researchers has been drawn towards alternative energy sources (photovoltaic, wind energy, geothermal energy) which are unlimited and have reduced environmental risks. PV power generation systems have been more common in recent years due to their inexhaustibility, ease of availability, and pollution-free operation. Grid-connected PV systems do not require batteries and are cheaper compared to grid-independent PV systems.

This paper proposes a new strategy for a multifunctional PV system connected to a three-phase four-wire distribution network to reduce load imbalance, reduce current harmonics, and compensate for reactive power while considering the inverter's capacity to perform its functions simultaneously. The system's priority is injecting active power into the network and compensating for the unbalanced load. The second priority is to inject reactive power to compensate for the reactive power of the load. In addition to power injection, when the PV inverter works at less than its rated power in terms of power injection, compensation of current harmonics is performed in PCC.

**Methodology**

A new control method for multifunctional PV grid interface converter is proposed to increase the power quality at the point of connection to the grid by considering the capacity of the inverter. This method considers the rated capacity of the inverter with the maximum current factor and limits the current of the inverter to prevent the overrating of the inverter. It also manages the functions of the converter, which include: active power injection, load imbalance compensation, reactive power compensation, and current harmonic compensation. Paying attention to the maximum current of the inverter is very important to maintain the life of semiconductors and to ensure the main role of the inverter in injecting active power into the network. In this strategy, injecting active power into the network along with load imbalance compensation is preferable to improving power quality. The control strategy is based on extracting the active and reactive components of current per phase with a variable reference frame. The proposed control strategy for a two-stage PV grid-connected interface converter is implemented in a three-phase, four-wire power distribution system. The simulation was carried out using MATLAB/Simulink software. The proposed strategy of the reference currents generation per phase a, b, and c is shown in Figure 1.

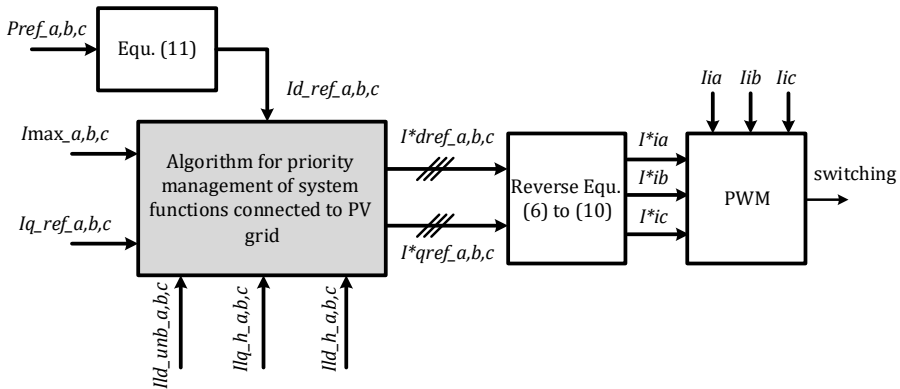


Figure 1. Proposed control strategy for power injection and load compensation.

## Results and discussion

Using MATLAB/Simulink software, simulation was carried out at different levels of solar radiation. The results of simulation and comparison with the conventional control strategy of single-phase instantaneous power show the optimal performance and efficiency of the proposed strategy in terms of PV power injection, load imbalance compensation, reactive power compensation, and load current harmonics compensation, without overcurrent in the inverter. The summary of the simulation results by the proposed and conventional strategy is presented in Table 1. According to the simulation results for the conventional method, although the compensation of reactive power and harmonics was carried out in the maximum solar radiation, the maximum injected currents of the inverter exceeded its capacity. With the reduction of solar radiation, the performance of the proposed control method in reactive power compensation is similar to the single-phase instantaneous power strategy. The THD of the network current in the proposed control strategy is approximately 0.5% higher than the single-phase instantaneous power strategy. The performance of the proposed strategy is better in neutral current compensation, which makes the grid neutral current approximately 0.1 amps lower than the neutral current in the single-phase instantaneous power strategy.


**Table 1. Summary of simulation results.**

PV grid interface converter control	The strategy of single-phase instantaneous power with functions				The proposed strategy with functions				No functions			
	100	500	700	1000	100	500	700	1000	100	500	700	1000
Solar radiation [W/m <sup>2</sup> ]	100	500	700	1000	100	500	700	1000	100	500	700	1000
Maximum active power injection	YES				YES				YES			
Reactive power compensation percentage	100	100	100	100	100	100	100	23.7	0			
Inverter overcurrent	NO			YES	NO				NO			
Average improvement of grid current thd %	88	83.7	-	83.1	87.27	83.35	-	5.6	-	-	-	-
Neutral current compensation percentage	96.6	97	97.6	97.3	98	98.4	98.6	37.3	-	-	-	-

## Conclusion

In this paper, a new control strategy was proposed for the multifunctional grid interface converter to improve the power quality in PCC. A two-stage PV system connected to a power distribution network including a buck converter and an inverter with a three-single-phase bridge structure was used to evaluate the control technique. In the proposed strategy, the main priority is to inject PV power into the power grid as the main task of a PV system. The control strategy allows the PV inverter to manage and perform its functions simultaneously (active power injection, unbalanced compensation, reactive power compensation, and current harmonic filter) without overcurrent, by limiting the output current. Different scenarios including different levels of solar radiation and lower or higher nonlinear load power demand compared to PV power generation were investigated to evaluate the proposed strategy. In addition, to validate the performance of the proposed approach, a comparison was made with another strategy. The simulation results showed the optimal performance of the proposed strategy in terms of PV power injection, neutral current compensation, reactive power compensation, and load current harmonics filtering, without inverter overcurrent.

## روش کنترل جدید برای مبدل رابط شبکه فتوولتائیک چندمنظوره با در نظر گرفتن ظرفیت نامی اینورتر

هادی افکار\*<sup>۱</sup>، مصطفی اسماعیلی<sup>۲</sup> 

- ۱- استادیار، گروه مهندسی برق، دانشگاه فنی و حرفه‌ای، تهران، ایران.
- ۲- استادیار، دانشکده مهندسی کامپیوتر و صنایع، دانشگاه صنعتی بیرجند، بیرجند، ایران.

اطلاعات مقاله	چکیده
<b>نوع مقاله:</b> مقاله پژوهشی	
<b>دریافت مقاله:</b> ۱۴۰۲/۰۶/۰۵	
<b>بازنگری مقاله:</b> ۱۴۰۲/۱۰/۱۹	
<b>پذیرش مقاله:</b> ۱۴۰۲/۱۱/۲۹	
<b>کلید واژگان:</b> مبدل رابط شبکه PV چندمنظوره هارمونیک‌های جریان THD بهبود کیفیت توان	<p>مطالعات متعدد مزایای به‌کارگیری توابع جانبی را در استراتژی کنترل مبدل‌های رابط شبکه PV نشان داده‌اند. با این وجود، اکثر آنها اولویت‌بندی تریق توان PV، به‌عنوان وظیفه اصلی مبدل‌های رابط شبکه PV و محدود کردن جبران‌سازی باتوجه به ظرفیت اینورتر را در نظر نمی‌گیرند. هدف اصلی این مقاله پیشنهاد یک روش کنترلی جدید برای مبدل رابط شبکه PV چندمنظوره، به‌منظور افزایش کیفیت توان در نقطه اتصال به شبکه با در نظر گرفتن ظرفیت اینورتر است. این روش ظرفیت نامی اینورتر را با فاکتور جریان حداکثر در نظر می‌گیرد و جریان اینورتر را محدود کرده تا از اضافه ظرفیت اینورتر جلوگیری کند، و همچنین عملکردهای مبدل را که شامل: تریق توان اکتیو، جبران‌سازی نامتعادلی بار، جبران‌سازی توان راکتیو، و جبران‌سازی هارمونیک جریان می‌شود، مدیریت می‌کند. توجه به حداکثر جریان اینورتر برای حفظ عمر نیمه‌هادی‌ها و اطمینان از نقش اصلی اینورتر در تریق توان اکتیو به شبکه بسیار مهم است. در این استراتژی تریق توان اکتیو به شبکه به‌همراه جبران نامتعادلی بار بر بهبود کیفیت توان ارجحیت دارد. استراتژی کنترلی بر مبنای استخراج مؤلفه‌های اکتیو و راکتیو لحظه‌ای جریان برای هر فاز با قاب مرجع متغیر است. استراتژی کنترلی پیشنهادی برای یک مبدل رابط شبکه PV متصل به شبکه دوطبقه در یک سیستم توزیع برق سه‌فاز چهارسیمه اجرا می‌شود. شبیه‌سازی با استفاده از نرم‌افزار MATLAB/Simulink انجام می‌شود. نتایج شبیه‌سازی و مقایسه با استراتژی کنترلی متداول توان‌های لحظه‌ای تک‌فاز، عملکرد و کارایی مطلوب استراتژی پیشنهادی را از نظر تریق توان PV، جبران‌سازی نامتعادلی بار، جبران‌سازی توان راکتیو و جبران‌سازی هارمونیک‌های جریان بار، بدون اضافه جریان اینورتر، نشان می‌دهد.</p>

## مقدمه

باتوجه به بحران جهانی انرژی ناشی از افزایش مصرف، و نگرانی‌های زیست‌محیطی ناشی از سوخت‌های فسیلی پایان‌پذیر، توجه بسیاری از محققین به سمت منابع انرژی جایگزین پاک و نامحدود (فتوولتائیک، انرژی بادی، انرژی زمین گرمایی) جلب شده است [۱-۴]. در این میان، در سال‌های اخیر، سیستم تولید برق فتوولتائیک (PV) به دلیل پایان‌ناپذیری، سهولت در دسترس بودن و بهره‌برداری بدون آلودگی رایج‌تر بوده است [۵-۷]. استفاده از سیستم‌های PV متصل به شبکه (GCPVS<sup>1</sup>) نسبت به سیستم‌های PV مستقل بیشتر مورد توجه است [۸؛ ۹]. سیستم‌های PV متصل به شبکه نیازی به باتری‌های ذخیره‌سازی ندارند و در مقایسه با سیستم‌های PV مستقل از شبکه، ارزان‌تر هستند. علاوه بر این، سیستم‌های PV متصل به شبکه، این امکان را به مصرف‌کنندگان می‌دهند تا توان کمتری را از شبکه جذب کنند در حالی که انرژی اضافی PV را به شبکه برق برمی‌گردانند. با این حال، ادغام سیستم‌های PV در شبکه برق ممکن است باعث مشکلات کیفیت توان شود [۱۰؛ ۱۱]. از آنجایی که ضریب نفوذ سیستم‌های فتوولتائیک (PVS<sup>1</sup>) به شبکه برق در دهه گذشته به سرعت گسترش یافته است، موضوع حفظ کیفیت توان در محدوده مجاز به یک نگرانی جدی تبدیل شده است [۱۲؛ ۱۳]. کیفیت توان یکی از جنبه‌های مهم سیستم‌های فتوولتائیک متصل به شبکه و یکی از مؤلفه‌های کلیدی مؤثر بر اقتصاد کشور است [۱۴؛ ۱۵]. رشد بارهای غیرخطی که امروزه بیش از ۴۰ درصد کل بارهای الکتریکی را تشکیل می‌دهند، سبب گسترش هارمونیک‌ها در سیستم قدرت شده‌اند که یک چالش جدی برای تأمین کیفیت توان در شبکه‌های توزیع ایجاد کرده است. یکی از نگرانی‌های اصلی کیفیت توان، هارمونیک‌های جریان است و مفیدترین راه برای ارزیابی هارمونیک‌های جریان، THD است. هارمونیک‌ها در PVS<sup>1</sup>های متصل به شبکه چالش‌برانگیزتر است. شبکه، سیستم‌های PV و بارهای غیرخطی متصل به نقطه کولپینگ مشترک (PCC<sup>3</sup>) را به‌عنوان باری می‌بیند که هارمونیک‌های جریان را به شبکه تزریق می‌کند [۱۰]. این هارمونیک‌های جریان عامل اصلی اعوجاج ولتاژ شبکه هستند. علاوه بر این، ضریب توان را کاهش می‌دهند و مشکلاتی مانند گرم‌شدن بیش از حد خطوط، کابل‌ها، ترانسفورماتورها و ایجاد خطا در ابزار اندازه‌گیری را ایجاد می‌کنند [۱۶-۲۲].

در مبدل‌های الکترونیک قدرت به کاررفته در سیستم‌های PV، با استفاده از اینورترهای چندسطحی و تکنیک‌های مختلف کنترل سوئیچ‌زنی می‌توان THD جریان تزریقی را به کمتر از ۵٪ استانداردهای IEEE-۵۱۹-۲۰۱۴ رساند. کاهش THD جریان از بارهای غیرخطی اغلب با به‌کارگیری فیلترهای پسیو (PFs<sup>4</sup>)، فیلترهای قدرت اکتیو (APFs<sup>5</sup>)، و APFهای هیبرید به دست می‌آید. فیلترهای پسیو مشکلاتی نظیر بزرگی، ناکارآمدی و مشکلات رزونانس دارند [۱۰؛ ۲۳-۲۶]. APFها محدودیت‌های APFها مانند کاهش هارمونیک خاص و مشکل رزونانس را ندارند. APF موازی برای جبران‌سازی هارمونیک‌های جریان بهتر است [۱۸؛ ۲۷].

راه‌حل‌های فوق از ابزارهای اضافی (APFها، PFها و غیره) به‌جای بهره‌برداری از ظرفیت باقیمانده اینورتر PV، به‌ویژه در شرایط تابش خورشیدی کم، برای جبران‌سازی هارمونیک‌های بار غیرخطی محلی استفاده می‌کنند. اینورترهای PV با عملکردهای جانبی مانند جبران‌سازی توان اکتیو، قابلیت فیلترکردن هارمونیک‌ها، و غیره... نیازی واقعی برای PVS<sup>1</sup>های متصل به شبکه به دلیل افزایش بارهای غیرخطی و ادغام PVS<sup>1</sup>ها در شبکه برق هستند [۷؛ ۲۲]. اکثر اینورترهای PV به دلیل توان خروجی متناوب سیستم‌های PV، کمتر از ظرفیت نامی خود کار می‌کنند. در نتیجه، چنین خدمات جانبی عملاً امکان‌پذیر است [۱۰؛ ۲۲].

<sup>1</sup> Grid-Connected Photovoltaic Systems

<sup>2</sup> Photovoltaic Systems

<sup>3</sup> Point of Common Coupling

<sup>4</sup> Passive Filters

<sup>5</sup> Active Power Filters

به طور کلی سیستم کنترل PVS های متصل به شبکه دارای دو بخش اصلی است:

- ۱- مازول کنترل نقطه توان حداکثر (MPP<sup>1</sup>)، که استخراج حداکثر توان از PV را کنترل می‌کند.
  - ۲- مازول کنترل اینورتر، که وظیفه هماهنگی مناسب اینورتر با شبکه، کنترل توان اکتیو و راکتیو تزریقی به شبکه و کنترل ولتاژ لینک dc را بر عهده دارد.
- عملکردهای جانبی که می‌تواند شامل یک یا چند نوع مسئله کیفیت توان باشد، در استراتژی کنترل اینورتر قرار می‌گیرد. در بین عملکردهای جانبی فیلتر کردن هارمونیک جریان بار غیرخطی محلی و جبران‌سازی توان راکتیو بیشتر مورد توجه قرار گرفته است.

به طور کلی استراتژی‌های کنترل به سه دسته تقسیم می‌شوند که عبارتند از: روش کنترل جریان، روش کنترل ولتاژ و روش کنترل ترکیبی. هر کدام از این روش‌ها دارای قابلیت‌های مستقل و مشروطی برای ارائه عملکردهای جانبی هستند. سادگی کنترل، مزیت اصلی روش کنترل جریان است. همچنین جهت جبران‌سازی بار محلی و بهبود کیفیت توان در PCC، مناسب‌ترین روش است [۲۸؛ ۱۰].

به طور کلی استراتژی‌های موجود در دو حوزه زمان و فرکانس هستند. در حوزه فرکانس الگوریتم تبدیل فوریه رویکردی پیچیده داشته و دارای پاسخ دینامیکی ضعیفی است. در نتیجه به کارگیری استراتژی‌های حوزه زمان متداول تر است. این استراتژی‌های کنترلی برای اینورترهای سه‌فاز شامل کنترل dq، کنترل  $\alpha\beta$  و کنترل abc می‌شوند. در این بین کنترل dq پیچیدگی کمی داشته و کنترل و انواع جبران‌سازی به سادگی انجام می‌شود [۹؛ ۱۳].

در این راستا استراتژی‌های تولید جریان مرجع مختلفی در منابع مختلف مورد استفاده قرار گرفته است. در [۲۹]، یک رویکرد تجزیه جریان بار بدون استفاده از حلقه تثبیت فاز (PLL<sup>2</sup>) برای بهره‌برداری چندمنظوره اینورتر در شرایط بار متعادل و نامتعادل پیشنهاد شده است. این روش بر روی یک PVS سه‌فاز چهارسیمه متصل به شبکه اجرا شده است. در این مطالعه، THD جریان‌های شبکه، استاندارد ۱۴-۲۰۱۹-۵۱۹-IEEE را به دلیل عملکردهای جانبی اینورتر، برآورده کرده است. در [۳۰]، یک روش شناسایی توان لحظه‌ای اصلاح شده با یک مدار APF موازی تغذیه شده توسط یک آرایه PV برای تزریق توان اکتیو به شبکه در حین انجام سایر وظایف مجزا مانند کاهش هارمونیک جریان بار غیرخطی محلی، جبران‌سازی توان راکتیو و متعادل‌سازی بار پیشنهاد شده است. این رویکرد مستلزم آن است که ولتاژ لینک DC حداقل ۸۴۰ ولت باشد تا عملکرد خوب دینامیکی سیستم و فیلتراسیون هارمونیک را ارائه دهد. در [۳۱]، یک روش کنترل مبتنی بر یک فیلتر ناچ تطبیقی برای یک PVS چندمنظوره متصل به شبکه اجرا شده است. عملکردهای جانبی اینورتر PV در این مطالعه مانند [۳۰] بوده است. به دلیل دامنه و پاسخ فاز بسیار دقیق آن، استفاده از فیلتر ناچ در کاربردهای واقعی چالش‌برانگیز است [۳۲]. نویسندگان در [۳۳] تکنیکی را برای تولید جریان‌های مرجع پیشنهاد کرده‌اند که جبران‌سازی هارمونیک‌های جریان شبکه را تحت شرایط ولتاژ تغذیه هارمونیک و نامتعادل بر اساس تئوری فرایز<sup>۳</sup> و یک فیلتر تطبیقی باترورث - کالمن<sup>۴</sup> انجام می‌دهد. در [۳۴]، یک روش کنترل پیش‌بین جریان برای یک اینورتر PV چندمنظوره متصل به شبکه برای کاهش THD جریان شبکه ناشی از بار غیرخطی محلی و جبران‌سازی توان راکتیو پیشنهاد شده است. شرایط ولتاژ شبکه در این مطالعه، ایده‌آل فرض شده است. در [۳۵]، یک تکنیک کنترل جدید مبتنی بر معیار حداکثر مرتبه تعمیم‌یافته تطبیقی برای یک PVS متصل به شبکه چندمنظوره سه‌فاز طراحی و اجرا شده است. عملکرد روش پیشنهادی از نظر حذف THD جریان مطابق با استاندارد اصلاح شده ۵۱۹ IEEE بررسی شده است. با این حال، محاسبه جریان مرجع این روش پیچیده است و به دستگاه‌های محاسباتی قدرتمندی نیاز دارد. در [۳۶]،

<sup>1</sup> Maximum Power Point (MPP)

<sup>2</sup> Phase-Locked Loop

<sup>3</sup> Fryze's theory

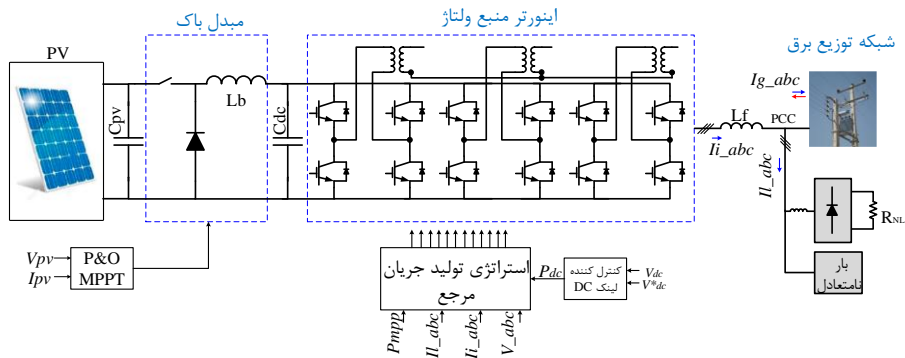
<sup>4</sup> Butterworth-Kalman filter

MATLAB/Simulink برای بررسی یک تکنیک کنترل مستقیم توان برای PVهای چندمنظوره متصل به شبکه استفاده شده است. در این مطالعه تنظیم آنلاین رگولاتور ولتاژ لینک dc با استفاده از الگوریتم ازدحام ذرات چالش برانگیز بوده است.

از سوی دیگر، در تمام مطالعات ذکر شده بالا، مدیریت عملکردهای جانبی اینورتر PV و همچنین محدودیت جبران سازی کیفیت توان با توجه به ظرفیت در دسترس اینورتر، در استراتژی تولید جریان مرجع، در نظر گرفته نشده است. شایان ذکر است که ظرفیت جبران سازی به توان نامی اینورتر PV بستگی دارد [۲۲؛ ۳۷]. بنابراین، در عمل، ظرفیت جبران سازی اینورتر PV چند منظوره باید محدود شده باشد. روش های کنترلی مختلفی با هدف محدود کردن جریان مرجع مورد استفاده برای عملکردهای جانبی با توجه به ظرفیت در دسترس اینورتر، به کار گرفته شده اند. در [۲۲]، یک الگوریتم کنترلی برای مدیریت اولویت عملکردهای اینورتر PV متصل به شبکه چند منظوره با در نظر گرفتن ظرفیت اینورتر در انجام عملکرد آن پیشنهاد شده است. با این وجود، کل مطالعه در تابش خورشیدی و دمای ثابت انجام شده است. و تنها شرایطی که در آن PV، شبکه و بار غیرخطی را تغذیه می کند، بررسی شده است. در [۳۷]، مطالعه ای از چهار استراتژی برای محدود کردن جریان جبران سازی برای یک اینورتر PV چند منظوره متصل به شبکه تک فاز انجام شده است. این استراتژی ها نمی توانند مستقیماً برای اینورترهای سه فاز اجرا شوند. نویسندگان در [۳۸] دو استراتژی اشباع دینامیکی را برای محدود کردن جریان مرجع اینورتر، با توجه به ظرفیت نامی اینورتر، برای یک PVS متصل به شبکه تک فاز پیشنهاد کرده اند. این دو تکنیک، مانند [۳۷]، نمی توانند مستقیماً برای اینورترهای سه فاز اعمال شوند.

این مقاله یک استراتژی جدید تولید جریان مرجع برای یک سیستم PV متصل به شبکه چندمنظوره سه فاز چهارسیمه جهت کاهش نامتعادلی بار، کاهش هارمونیک های جریان و جبران توان راکتیو درحالی که ظرفیت اینورتر در انجام هم زمان عملکردهای آن در نظر گرفته می شود، پیشنهاد می کند. این استراتژی بر مبنای کنترل dq بوده که با الهام از تئوری توان های لحظه ای تک فاز، برای یک سیستم تک فاز ارائه می شود. سپس این استراتژی به سیستم سه فاز تعمیم داده می شود. این کار امکان کنترل و تولید جریان مرجع برای هر فاز سیستم سه فاز به طور جداگانه را فراهم می کند و باعث عملکرد بهتر سیستم در جبران سازی نامتعادلی بار، به عنوان یکی از مسائل مهم شبکه های توزیع، می شود. در استراتژی پیشنهادی قاب مرجع، متغیر و متناسب با ولتاژهای شبکه است. همچنین در روش پیشنهادی میزان ظرفیت اینورتر به عنوان یک عامل محدود کننده برای انجام عملکردهای جانبی در تولید جریان مرجع در نظر گرفته می شود. برای این منظور عملکردهای مورد انتظار سیستم PV اولویت بندی می شود. اولویت اول سیستم، تزریق توان اکتیو به شبکه و جبران نامتعادلی بار است به طوری که از دید شبکه بار متعادل دیده شود. اولویت دوم تزریق توان راکتیو در راستای جبران توان راکتیو بار می باشد. در کنار تزریق توان، هنگامی که اینورتر PV در کمتر از توان نامی خود از نظر تزریق توان کار می کند، جبران سازی هارمونیک های جریان در PCC انجام می شود. در این راستا به کمک نرم افزار MATLAB/Simulink شبیه سازی در سطوح مختلف تابش خورشید انجام می شود.

به طور خلاصه، مشارکت اصلی مقاله، پیشنهاد یک استراتژی کنترلی بر اساس روش مؤلفه های اکتیو و راکتیو لحظه ای جریان، در سیستم های تک فاز، با قاب مرجع متغیر، متناسب با ولتاژهای شبکه است. در این راستا همچنین الگوریتمی جهت در نظر گرفتن میزان ظرفیت اینورتر به عنوان یک عامل محدود کننده برای انجام عملکردهای جانبی، در تولید جریان مرجع و اولویت بندی عملکردهای مورد انتظار سیستم PV، در استراتژی کنترلی پیشنهادی، ارائه می شود. از مزایای روش پیشنهادی می توان به سادگی، عملکرد بهتر در جبران سازی نامتعادلی بار و عدم نیاز به PLL اشاره کرد. ادامه مقاله بدین صورت تدوین شده است که در بخش ۲ ساختار سیستم مورد مطالعه، از جمله مدل سازی آرایه PV و الگوریتم MPPT بیان می شود. استراتژی کنترل توان و محدودیت جریان در بخش ۳ آورده شده است. نتایج شبیه سازی در بخش ۴ ارائه شده و مورد بحث قرار گرفته است. در نهایت، نتیجه گیری در بخش ۵ بیان شده است.



شکل ۱. ساختار سیستم PV متصل به شبکه.

### ساختار سیستم PV متصل به شبکه

ساختار سیستم PV متصل به شبکه، در شکل ۱ نشان داده شده است. سیستم مورد مطالعه، یک شبکه توزیع برق سه فاز چهارسیمه است که به یک بار غیرخطی و یک سیستم تولید برق PV متصل است. آرایه‌های PV از طریق یک مبدل باک<sup>۱</sup> و یک اینورتر منبع ولتاژ سه فاز به شبکه متصل شده‌اند. این اینورتر شامل یک اینورتر منبع ولتاژ تک فاز برای هر فاز است که امکان کنترل مجزای هر فاز در سیستم سه فاز و کاهش سطح ولتاژ لینک dc را به میزان  $\sqrt{3}$  برابر فراهم می‌کند. این کاهش سطح ولتاژ امکان استفاده از سیستم PV را در شبکه‌های توزیع فشار ضعیف عملیاتی‌تر می‌کند [۹]. برای رسیدن به حداکثر توان در دسترس پنل‌های PV در شرایط محیطی مشخص، جهت ردیابی نقطه حداکثر توان<sup>۲</sup> (MPPT) الگوریتم اغتشاش و مشاهده<sup>۳</sup> (P&O) به مبدل باک اعمال می‌شود. از یک یکسوکننده کنترل نشده سه فاز تمام موج که یک بار اهمی را تغذیه می‌کند، به عنوان یک بار غیرخطی و همچنین از یک بار اهمی - القایی به عنوان یک بار نامتعادل متصل به PCC استفاده می‌شود. به علاوه سه ترانسفورماتور تک فاز ایزوله در ساختمان اینورتر استفاده شده است که از طریق یک فیلتر قدرت پسیو سه فاز به شبکه متصل شده است.

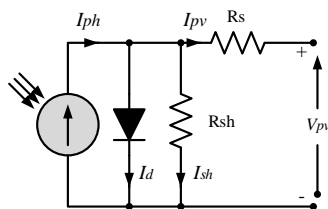
### مدل سازی PV

سلول PV جزء اصلی یک ماژول PV است که فوتون‌های پرتوهای خورشید را مستقیماً به انرژی الکتریکی تبدیل می‌کند. در این مقاله، یک مدل تک دیود، رایج‌ترین مدل مورد استفاده، برای ساخت آرایه PV استفاده می‌شود. مدار معادل سلول PV در شکل ۲ نشان داده شده است [۳۹].

<sup>1</sup> Buck converter

<sup>2</sup> Maximum power point tracking (MPPT)

<sup>3</sup> Erturb and Observe (P&O)



شکل ۲. مدار معادل یک سلول PV.

رابطه جریان  $(I_{pv})$ -ولتاژ  $(V_{pv})$  سلول PV به صورت زیر است.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (1)$$

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left[ e^{\left( \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{A V_t} \right)} - 1 \right] - \left( \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \right) \quad (2)$$

که در آن  $R_s$  و  $R_{sh}$  به ترتیب مقاومت‌های سری و موازی معادل سلول PV هستند.  $I_s$  و  $I_{ph}$  نشان‌دهنده جریان تولید شده توسط تابش و جریان‌های اشباع دیود می‌باشند.  $V_t$  ولتاژ حرارتی سلول PV با تعداد  $N_s$  سلول سری است.

$$V_t = \frac{N_s K T}{q} \quad (3)$$

که  $K$  ثابت بولتزمن  $(23 \text{ J/K} - 10 \times 1/38 \text{ K})$ ،  $q$  بار الکترون  $(19 \text{ C} - 1/6 \times 10 \text{ C})$ ،  $T$  دمای مطلق بر حسب کلوین، و  $A$  ضریب ایده‌آل بودن دیود می‌باشد. پنل‌های PV متناسب با پنل‌های واقعی نصب شده بوده و از ۱۵ ماژول به صورت سری و ۵ ماژول به صورت موازی تشکیل شده است.

جدول ۱ مشخصات سیستم را نشان می‌دهد.

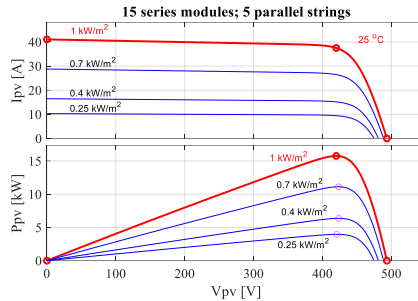
$P_{mpp}$ ،  $V_{mpp}$  و  $I_{mpp}$  توان، ولتاژ و جریان آرایه PV در نقطه حداکثر توان می‌باشند.  $I_{sc}$  و  $V_{oc}$  نشان‌دهنده جریان اتصال کوتاه و ولتاژ مدار باز آرایه PV هستند.

منحنی‌های  $I_{pv}(V_{pv})$  و  $P_{pv}(V_{pv})$  در  $T = 25^\circ \text{C}$  و سطوح مختلف تابش (G) در شکل ۳ نشان داده شده است.

جدول ۱. مشخصات سیستم.

پارامترها	مقادیر
ولتاژ فاز شبکه	۲۲۰ V
فرکانس	۵۰ Hz
$C_{dc}$ , $C_{pv}$	۵۰۰۰ $\mu\text{F}$ , ۴۰۰۰ $\mu\text{F}$
یکسوساز دیودی با مشخصات بار	$R_{la} = 30 \Omega$ , $L_{la} = 0.07 \text{ H}$ $L = 0.1 \text{ mH}$ , $R = 30 \Omega$
$L_{buck}$	$R_{la} = 15 \Omega$ , $L_{la} = 0.1 \text{ H}$
$L_f$	۰/۵ mH
$*V_{dc}$	۴ mH
	۳۹۰ V

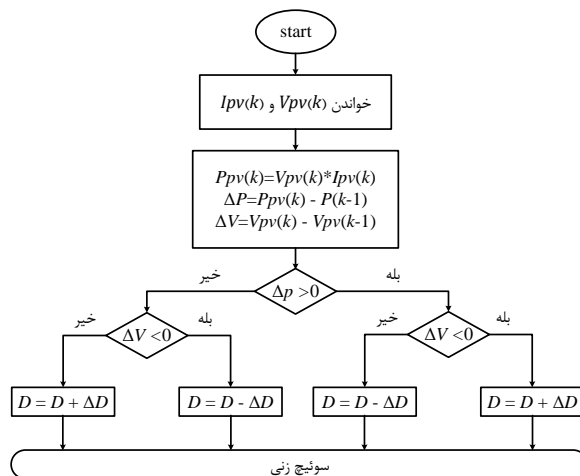
مقادیر	پارامترها
۱۰ kHz	فرکانس سوئیچ‌زنی
۴۹۳/۵ V, ۴۱/۰۵ A, ۳۷/۵ A, ۴۲۰ V, ۱۵/۷۵ kW	$V_{oc}$ و $I_{sc}$ , $I_{mpp}$ , $V_{mpp}$ , $P_{mpp}$



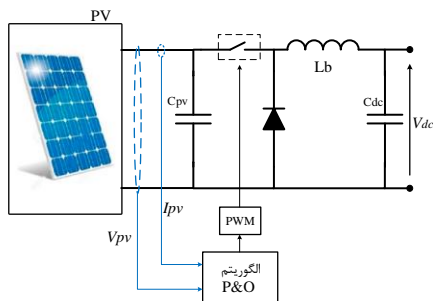
شکل ۳. مشخصه‌های جریان - ولتاژ و توان - ولتاژ آرایه PV.

### الگوریتم MPPT

الگوریتم‌های MPPT در کاربردهای PV بسیار مهم هستند. هدف اولیه یک الگوریتم MPPT این است که به طور مداوم این اطمینان حاصل شود که PV حداکثر توان را بدون توجه به تابش خورشید و دما ارائه دهد؛ بنابراین، آنها ابزاری برای افزایش قابل توجه بازدهی PVSها هستند. انواع مختلفی از الگوریتم‌های MPPT پیشنهاد شده است. P&O به دلیل اجرای آسان، ساختار کنترلی ساده و کارآمد، گسترده‌ترین الگوریتم MPPT، باقی مانده است [۴۰]. ولتاژ آرایه PV با یک افزایش کوچک در این الگوریتم مختل می‌شود و تغییر در توان PV مشاهده می‌شود تا مشخص شود که آیا اختلال باید در همان جهت ادامه یابد یا خیر، همان‌طور که در شکل ۴ نشان داده شده است. نحوه استفاده از تکنیک P&O به کاررفته در این مطالعه در شکل ۵ نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، الگوریتم MPPT وظیفه کنترل طبقه اول سیستم PV ارائه شده در شکل ۱ را بر عهده دارد و نقش آن کنترل ولتاژ پنل‌های PV در نقطه MPP است.



شکل ۴. فلوچارت الگوریتم P&O.



شکل ۵. مدار کنترل P&amp;O MPPT

### کنترل توان و استراتژی محدودیت برای تزریق توان و جبران سازی هارمونیک‌های جریان

اینورترهای متصل به شبکه می‌توانند هر دو توان اکتیو و توان راکتیو را تولید کنند و قابلیت کنترل تزریق/جذب توان راکتیو را دارند [۷]. علاوه بر این، سیستم PV می‌تواند عملکردهای فیلتر اکتیو مانند کاهش نامتعادلی و هارمونیک‌ها را از طریق کنترل مناسب اینورتر قدرت انجام دهد [۳۳]. استراتژی پیشنهادی کنترل توان و مدیریت عملکردهای جانبی در ادامه توضیح داده می‌شود.

### کنترل توان اکتیو و راکتیو

در این مقاله از استراتژی کنترل توان dq برای تزریق توان اکتیو و راکتیو به شبکه استفاده می‌شود. بر این مبنا در سیستم سه‌فاز جریان‌های مرجع محور d ( $I_{d\_ref}$ ) و محور q ( $I_{q\_ref}$ ) در اینورتر متصل به شبکه به صورت زیر محاسبه می‌شود [۴۱].

$$I_{d\_ref} = \frac{P_{ref}V_d + Q_{ref}V_q}{V_d^2 + V_q^2} \quad (۴)$$

$$I_{q\_ref} = \frac{P_{ref}V_q + Q_{ref}V_d}{V_d^2 + V_q^2} \quad (۵)$$

که  $V_d$  و  $V_q$  به ترتیب ولتاژهای محور d و محور q در PCC برای سیستم سه‌فاز و  $P_{ref}$  و  $Q_{ref}$  توان‌های اکتیو و راکتیو مرجع اینورتر متصل به شبکه می‌باشند.

باتوجه به این که یکی از اولویتهای اصلی استراتژی کنترلی، جبران نامتعادلی جریان به‌عنوان یک مشکل گسترده در شبکه توزیع است، بدین منظور برای کنترل هر فاز به طور جداگانه از تئوری توان لحظه‌ای (p-q) برای یک سیستم تک‌فاز استفاده می‌شود. در این راستا روابط برای محاسبه مؤلفه‌های اکتیو و راکتیو جریان برای هر فاز بازنویسی شده و به سیستم سه‌فاز تعمیم داده می‌شود. بر اساس تئوری توان لحظه‌ای تک‌فاز، هر سیستم تک‌فاز را می‌توان مشابه یک سیستم دوفاز تعریف کرد که می‌توان آن را به‌عنوان قاب  $\alpha-\beta$  در نظر گرفت. به‌طوری که ولتاژها و جریان‌های واقعی به‌عنوان کمیت محور  $\alpha$  و ولتاژها و جریان‌ها با  $90^\circ$  درجه پیش‌فاز یا پس‌فاز به‌عنوان کمیت محور  $\beta$  در نظر گرفته می‌شوند. به‌علاوه یک سیستم سه‌فاز می‌تواند به‌صورت سه سیستم دوفاز مستقل در نظر گرفته شود [۵]؛ لذا براین اساس در این مقاله برای هر فاز یک سیستم سه‌فاز، ولتاژها و جریان‌های واقعی هر فاز به‌عنوان ولتاژها و جریان‌های محور  $\alpha$  و ولتاژها و جریان‌ها با  $90^\circ$  درجه پیش‌فاز نسبت به مقادیر واقعی به‌عنوان ولتاژها و جریان‌های

محور  $\beta$ ، در نظر گرفته می‌شوند؛ بنابراین می‌توان جریان‌ها و ولتاژهای هر فاز  $a$ ،  $b$  و  $c$  سیستم سه‌فاز را در قاب  $\alpha$ - $\beta$  به صورت مستقل ارائه نمود.

ولتاژها ( $V_{\alpha_{a,b,c}}$  و  $V_{\beta_{a,b,c}}$ ) و جریان‌ها ( $I_{\alpha_{a,b,c}}$  و  $I_{\beta_{a,b,c}}$ ) در قاب  $\alpha$ - $\beta$  برای فازهای  $a$ ،  $b$  و  $c$ :

$$\begin{bmatrix} V_{\alpha_{a,b,c}} \\ V_{\beta_{a,b,c}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{a,b,c}(\omega t) \\ V_{a,b,c}(\omega t + \frac{\pi}{2}) \end{bmatrix} \quad (۶)$$

$$\begin{bmatrix} I_{\alpha_{a,b,c}} \\ I_{\beta_{a,b,c}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{a,b,c}(\omega t + \varphi) \\ I_{a,b,c}(\omega t + \varphi + \frac{\pi}{2}) \end{bmatrix} \quad (۷)$$

بر اساس تبدیل پارک برای یک سیستم سه‌فاز متعادل در قاب مرجع گردان  $d$ - $q$ ، می‌توان جریان‌های لحظه‌ای اکتیو و راکتیو ( $I_{d_{a,b,c}}$  و  $I_{q_{a,b,c}}$ ) را برای هر فاز  $a$ ،  $b$  و  $c$  به طور مستقل، با استفاده از (۶) و (۷) بدست آورد.

$$\begin{bmatrix} I_{d_{a,b,c}} \\ I_{q_{a,b,c}} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta_{a,b,c} & \sin \theta_{a,b,c} \\ -\sin \theta_{a,b,c} & \cos \theta_{a,b,c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{\alpha_{a,b,c}} \\ I_{\beta_{a,b,c}} \end{bmatrix}; \theta_{a,b,c} = \tan^{-1} \left( \frac{V_{\beta_{a,b,c}}}{V_{\alpha_{a,b,c}}} \right) \quad (۸)$$

باتوجه به (۸) خواهیم داشت:

$$V_d = |\bar{V}_{dq}| = |\bar{V}_{\alpha\beta}| = \sqrt{V_{\alpha}^2 + V_{\beta}^2} \text{ and } V_q = 0$$

$$\cos \theta_{a,b,c} = \frac{V_{\alpha_{a,b,c}}}{\sqrt{V_{\alpha_{a,b,c}}^2 + V_{\beta_{a,b,c}}^2}}; \sin \theta = \frac{V_{\beta_{a,b,c}}}{\sqrt{V_{\alpha_{a,b,c}}^2 + V_{\beta_{a,b,c}}^2}} \quad (۹)$$

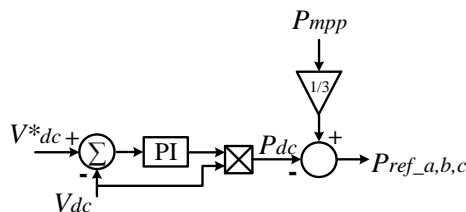
بنابراین (۸) را می‌توان به صورت زیر بازنویسی کرد.

$$\begin{bmatrix} I_{d_{a,b,c}} \\ I_{q_{a,b,c}} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{V_{\alpha_{a,b,c}}^2 + V_{\beta_{a,b,c}}^2}} \cdot \begin{bmatrix} V_{\alpha_{a,b,c}} & V_{\beta_{a,b,c}} \\ -V_{\beta_{a,b,c}} & V_{\alpha_{a,b,c}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{\alpha_{a,b,c}} \\ I_{\beta_{a,b,c}} \end{bmatrix} \quad (۱۰)$$

با در نظر گرفتن روابط (۶) الی (۱۰)، جریان‌های مرجع محور  $d$  ( $I_{d_{ref_{a,b,c}}}$ ) برای هر فاز  $a$ ،  $b$  و  $c$  در اینورتر متصل به شبکه برای کنترل توان اکتیو در هر فاز به دست می‌آیند.

$$I_{d_{ref_{a,b,c}}} = \frac{P_{ref_{a,b,c}} V_{d_{a,b,c}} + Q_{ref_{a,b,c}} V_{q_{a,b,c}}}{V_{d_{a,b,c}}^2 + V_{q_{a,b,c}}^2} = \frac{P_{ref_{a,b,c}}}{\sqrt{V_{\alpha_{a,b,c}}^2 + V_{\beta_{a,b,c}}^2}} \quad (۱۱)$$

$P_{ref_{a,b,c}}$  توان اکتیو مرجع هر فاز اینورتر می‌باشد که بر اساس شکل ۶ به دست می‌آید.



شکل ۶. تولید توان اکتیو مرجع.

به همین ترتیب و با توجه به روابط (۶) الی (۱۰)، جریان‌های مرجع محور  $Q$  ( $I_{q\_ref\_a,b,c}$ ) برای هر فاز  $a$ ،  $b$  و  $c$  در اینورتر متصل به شبکه برای کنترل توان راکتیو در هر فاز، به منظور جبران‌سازی توان راکتیو بار، به‌دست می‌آیند.

$$I_{q\_ref\_a,b,c} = \frac{P_{ref\_a,b,c}V_{q\_a,b,c} + Q_{ref\_a,b,c}V_{d\_a,b,c}}{V_{d\_a,b,c}^2 + V_{q\_a,b,c}^2} = \frac{Q_{L\_a,b,c}}{\sqrt{V_{\alpha\_a,b,c}^2 + V_{\beta\_a,b,c}^2}} \quad (12)$$

$$= \frac{-V_{\beta\_a,b,c}I_{\alpha\_a,b,c} + V_{\alpha\_a,b,c}I_{\beta\_a,b,c}}{\sqrt{V_{\alpha\_a,b,c}^2 + V_{\beta\_a,b,c}^2}}$$

$Q_{L\_a,b,c}$  توان راکتیو برای هر فاز  $a$ ،  $b$  و  $c$  بار و  $I_{\alpha\_a,b,c}$  و  $I_{\beta\_a,b,c}$  جریان‌های بار در قاب  $\alpha\text{-}\beta$  به‌دست آمده بر طبق رابطه (۷) برای فازهای  $a$ ،  $b$  و  $c$  می‌باشد. با توجه به این‌که در این مرحله فقط جبران‌سازی توان راکتیو مدنظر است لذا هارمونیک‌های بار از جریان مرجع جدا می‌شود. بر این اساس شکل ۷ نحوه استخراج جریان مرجع محور  $Q$  را برای هر فاز  $a$ ،  $b$  و  $c$  جهت کنترل توان راکتیو در هر فاز به منظور جبران‌سازی توان راکتیو بار نشان می‌دهد.

### استخراج مؤلفه نامتعادلی جریان بار

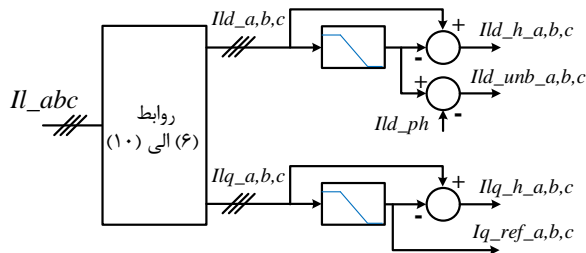
نامتعادلی بار و جریان نول یکی از موضوعات مهم در شبکه‌های توزیع سه‌فاز چهارسیمه است که به علت رفتار متغیر بارهای تک‌فاز و توزیع نامتقارن آنها بین فازهای مختلف به وجود می‌آیند. در این مقاله جبران نامتعادلی بار و جریان نول از دید شبکه یکی از عملکردهای جانبی اینورتر رابط شبکه PV می‌باشد. با فرض این‌که بار متعادل باشد، جریان اکتیو لحظه‌ای بار با فرض تعادل ( $I_{ld\_ph}$ ) را می‌توان طبق رابطه زیر محاسبه کرد.

$$I_{ld\_ph} = \frac{I_{ld\_a} + I_{ld\_b} + I_{ld\_c}}{3} \quad (13)$$

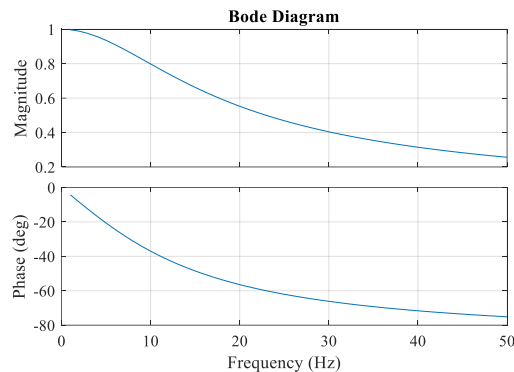
که  $I_{ld\_a}$ ،  $I_{ld\_b}$  و  $I_{ld\_c}$  جریان‌های اکتیو لحظه‌ای بار برای فازهای  $a$ ،  $b$  و  $c$  می‌باشند. بدین ترتیب مؤلفه نامتعادلی جریان ( $I_{ld\_unb\_a,b,c}$ ) از تفاضل جریان اکتیو لحظه‌ای واقعی بار بدون در نظر گرفتن اعوجاج هارمونیک و جریان  $I_{ld\_ph}$  برای هر فاز  $a$ ،  $b$  و  $c$  به‌دست می‌آید، که در شکل ۷ نشان داده شده است. با توجه به این‌که توان راکتیو بار به طور کامل جبران می‌شود، لذا نیازی به استخراج نامتعادلی جریان راکتیو لحظه‌ای برای هر فاز نیست.

### استخراج مؤلفه‌های هارمونیک‌های جریان بار

در این مقاله از یک فیلتر پایین گذر جهت استخراج مؤلفه‌های هارمونیک‌های جریان بار استفاده می‌شود. در شکل ۷ نحوه استخراج هارمونیک‌های جریان بار ( $I_{dq\_h\_a,b,c}$ ,  $I_{d\_h\_a,b,c}$ ) در قاب مرجع dq برای هر فاز a, b و c نشان داده شده است. همچنین در شکل ۸ مشخصات فیلتر پایین گذر نشان داده شده است.



شکل ۷. استخراج جریان مرجع محور q، مؤلفه نامتعادلی و هارمونیک‌های جریان بار.



شکل ۸. دیاگرام بود فیلتر پایین گذر.

### الگوریتم کنترلی برای عملکردهای اینورتر متصل به شبکه سیستم PV

محدود کردن ظرفیت نامی مبدل از نظر حداکثر جریان یا توان در یک اینورتر چندمنظوره نه تنها برای محافظت از طول عمر نیمه‌هادی‌ها بلکه برای اطمینان از نقش اصلی اینورتر در تزریق توان اکتیو به شبکه برق ضروری است؛ لذا تکنیک تولید جریان مرجع باید به تزریق توان PV به شبکه اولویت دهد. اینورتر PV در صورتی که کمتر از ظرفیت توان نامی خود کار کند، می‌تواند عملکردهای جانبی دیگری مانند جبران‌سازی توان راکتیو و فیلتر کردن هارمونیک‌ها را انجام دهد، به‌ویژه زمانی که تابش خورشید کم است. برای انجام موفقیت‌آمیز این وظایف، تکنیک تولید جریان مرجع باید تزریق توان به شبکه را در اولویت قرار دهد و درعین حال جریان‌های جبران‌سازی را محدود کند. در این مطالعه با توجه به حداکثر توان تولیدی PV، توان نامی اینورتر  $S_{rated} = 16 \text{ kVA}$  در نظر گرفته شده است. ظرفیت نامی مبدل DC/DC نیز مساوی یا بزرگ‌تر از ظرفیت نامی اینورتر فرض می‌شود. اغلب سیستم‌های PV، مسکونی (تا چند کیلووات) و متصل به شبکه‌های توزیع برق هستند. حداکثر جریان در هر فاز a, b و c ( $I_{max\_a,b,c}$ ) که اینورتر می‌تواند بدون تجاوز از توان نامی خود تزریق کند، به‌صورت زیر به دست می‌آید:

$$I_{max\_a,b,c} = \frac{S_{rated}}{3 \times V_{pcc}} \times \sqrt{2} = 34.3A \quad (14)$$

$V_{pcc}$  مقدار مؤثر ولتاژ فاز در PCC می‌باشد.

معادله (۱۴) را می‌توان در قاب مرجع dq به صورت زیر برای هر فاز a، b و c بیان نمود.

$$I_{max\_a,b,c}^2 = I_{d\_a,b,c}^2 + I_{q\_a,b,c}^2 \quad (15)$$

اولویت اول تزریق توان اکتیو به همراه جبران‌سازی نامتعادلی بار است؛ بنابراین، حداکثر جریان موجود برای جبران‌سازی توان راکتیو و تضعیف هارمونیک‌های جریان برای هر فاز a، b و c ( $I_{comp\_max\_a,b,c}$ ) به صورت زیر بیان می‌شود:

$$I_{comp\_max\_a,b,c} = \sqrt{I_{max\_a,b,c}^2 - (I_{d\_ref\_a,b,c} + I_{ld\_unb\_a,b,c})^2} \quad (16)$$

بنابراین، شرایط زیر ممکن است برای هر فاز a، b و c رخ دهد.

۱- اگر  $I_{comp\_max\_a,b,c} \leq I_{q\_ref\_a,b,c}$ : بنابراین  $I_{q\_ref\_a,b,c} = I_{comp\_max\_a,b,c}$  در نظر گرفته می‌شود. در این حالت، قسمتی از جبران‌سازی، جبران‌سازی صفر، یا جبران‌سازی کامل توان راکتیو می‌تواند در کنار تزریق توان اکتیو انجام شود. از آنجایی که اینورتر در ظرفیت نامی خود بارگذاری شده است؛ لذا، عملکرد فیلتر هارمونیک‌ها تحقق نمی‌یابد. جریان‌های مرجعی که اینورتر باید برای هر فاز a، b و c در قاب مرجع dq ( $I_{qref\_a,b,c}^*$ ،  $I_{dref\_a,b,c}^*$ ) تولید کند به صورت زیر به دست می‌آید:

$$I_{dref\_a,b,c}^* = I_{d\_ref\_a,b,c} + I_{ld\_unb\_a,b,c}, \quad I_{qref\_a,b,c}^* = I_{comp\_max\_a,b,c} \quad (17)$$

۲- اگر  $I_{comp\_max\_a,b,c} > I_{q\_ref\_a,b,c}$ : بنابراین  $I_{q\_ref\_a,b,c}$  به دست آمده از (۱۲) اصلاح نمی‌شود و جبران‌سازی کامل توان راکتیو می‌تواند تحقق یابد. همچنین جریانی وجود خواهد داشت که می‌تواند برای کاهش هارمونیک‌های جریان مورد استفاده قرار گیرد ( $I_{comp\_h\_a,b,c}$ ). این جریان را می‌توان برای هر فاز a، b و c به صورت زیر بیان کرد:

$$I_{comp\_h\_a,b,c} = I_{comp\_max\_a,b,c} - I_{q\_ref\_a,b,c} \quad (18)$$

در این وضعیت دو حالت به وجود می‌آید.

- الف. اگر  $I_{comp\_h\_a,b,c}^2 \geq I_{ld\_h\_a,b,c}^2 + I_{lq\_h\_a,b,c}^2$ : در این حالت، علاوه بر تزریق توان اکتیو، اینورتر می‌تواند جبران‌سازی کامل توان راکتیو و فیلتر کردن تمام هارمونیک جریان را بدون هیچ‌گونه تجاوزی از ظرفیت نامی انجام دهد. جریان‌های مرجع برای هر فاز a، b و c در قاب مرجع dq به صورت معادله زیر بیان می‌شوند:

$$\begin{aligned} I_{dref\_a,b,c}^* &= I_{d\_ref\_a,b,c} + I_{ld\_unb\_a,b,c} + I_{ld\_h\_a,b,c} \\ I_{qref\_a,b,c}^* &= I_{q\_ref\_a,b,c} + I_{lq\_h\_a,b,c} \end{aligned} \quad (19)$$

ب. اگر  $I_{comp\_h\_a,b,c}^2 < I_{ld\_h\_a,b,c}^2 + I_{lq\_h\_a,b,c}^2$ : در این حالت، علاوه بر تزریق توان اکتیو و راکتیو، تنها بخشی از هارمونیک‌های جریان را می‌توان بدون تجاوز از ظرفیت نامی اینورتر جبران کرد؛ لذا نیاز است تا یک ضریب مناسب ( $m_0$ ) تعیین شود تا رابطه (۲۰) را برآورده سازد.

$$(m_0 I_{ld\_h\_a,b,c})^2 + (m_0 I_{lq\_h\_a,b,c})^2 = I_{comp\_h\_a,b,c}^2 \quad (20)$$

ضریب ( $m_0$ ) برای هر فاز  $a, b$  و  $c$  به صورت زیر به دست می‌آید:

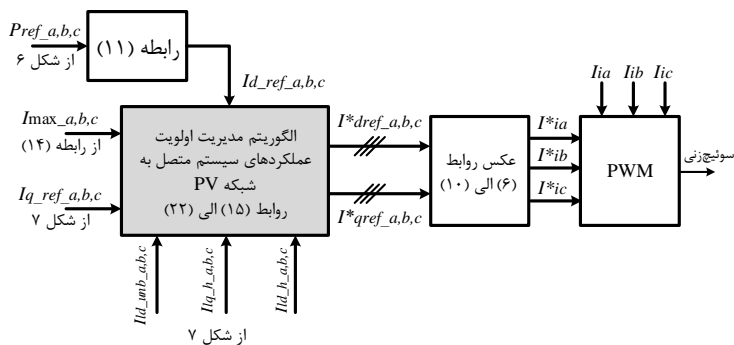
$$m_0 = \frac{I_{comp\_h\_a,b,c}}{\sqrt{I_{ld\_h\_a,b,c}^2 + I_{lq\_h\_a,b,c}^2}} \quad (21)$$

بنابراین، در این حالت جریان‌های مرجع برای هر فاز  $a, b$  و  $c$  در قاب مرجع  $dq$  به صورت زیر بیان می‌شوند:

$$I_{dref\_a,b,c}^* = I_{d\_ref\_a,b,c} + I_{ld\_unb\_a,b,c} + m_0 I_{ld\_h\_a,b,c} \quad (22)$$

$$I_{qref\_a,b,c}^* = I_{q\_ref\_a,b,c} + m_0 I_{lq\_h\_a,b,c}$$

استراتژی تولید جریان‌های مرجع هر فاز  $a, b$  و  $c$  در شکل ۹ نشان داده شده است.  $I_{i\_a,b,c}^*$  جریان‌های مرجع در مختصات  $abc$  هستند که باید توسط اینورتر به PCC تزریق شوند.



شکل ۹. استراتژی کنترلی پیشنهادی برای تزریق توان و جبران‌سازی بار.

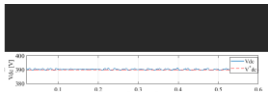
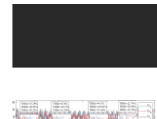
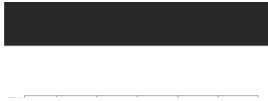
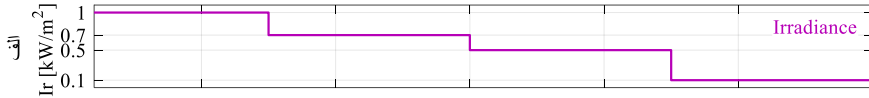
### نتایج شبیه‌سازی و بحث

بسته به شرایط آب و هوایی یا تقاضای توان مصرفی بار، میزان توان مصرفی بار غیرخطی محلی می‌تواند بیشتر یا کمتر از تولید توان PV باشد. در نتیجه، در برخی حالت‌ها، PV بار را تغذیه کرده درحالی‌که توان اضافی را به شبکه تزریق می‌کند. در صورتی که تقاضای توان محلی بیشتر از تولید PV باشد، شبکه باید توان باقیمانده موردنیاز بار را تأمین کند. ماهیت متغیر تابش خورشید گام‌به‌گام در نظر گرفته می‌شود و دما در  $T=25^\circ C$  ثابت است. پارامترهای سیستم مورد استفاده در شبیه‌سازی در جدول ۱ بیان شده است. میانگین توان اکتیو و راکتیو مصرفی بار به ترتیب حدود  $kW$   $10/984$  و  $kVAR$   $2/95$  می‌باشد.

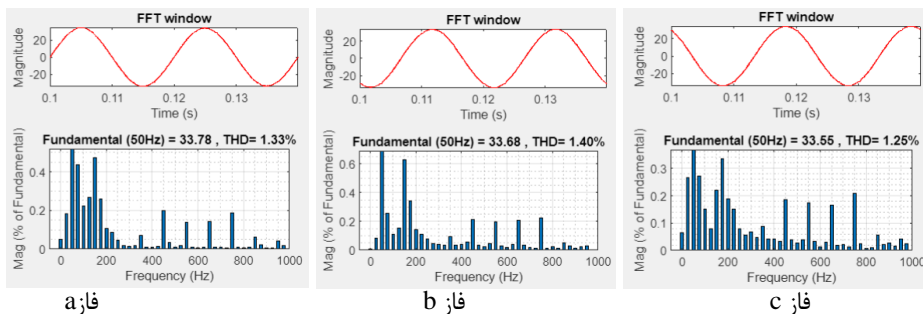
## نتایج شبیه‌سازی بدون توابع جانبی

در این بخش، نتایج شبیه‌سازی زمانی که سیستم PV متصل به شبکه در حالت مرسوم، یعنی بدون عملکرد جانبی، کار می‌کند، ارائه می‌شود. منحنی‌های گردش توان‌های اکتیو و راکتیو بین سیستم PV، بار و شبکه به همراه منحنی‌های ولتاژ و جریان در شکل ۱۰ نشان داده شده است.

بر طبق شکل ۱۰ (الف) از زمان صفر تا ۰/۱۵ ثانیه میزان تابش خورشید  $1000 \text{ W/m}^2$  می‌باشد. در این بازه مطابق شکل ۱۰ (ب) توان تولیدی آرایه‌های PV ( $P_{pv}$ )  $15/75 \text{ kW}$  می‌باشد که بر طبق شکل ۳ نقطه MPP است. در این بازه زمانی مطابق شکل ۱۰ (ج) میزان توان سه‌فاز مؤلفه اصلی تزریقی به PCC ( $P_i$ ) حدود  $15/4 \text{ kW}$  است که حدود  $10/99 \text{ kW}$  توسط بار (PI) مصرف شده و حدود  $4/4 \text{ kW}$  به شبکه (Ps) تزریق می‌شود. بعد از ثانیه ۰/۱۵ تابش خورشید تا  $700 \text{ W/m}^2$  افت می‌کند. این مسئله موجب افت توان تزریقی از  $15/4 \text{ kW}$  به حدود  $11 \text{ kW}$  می‌شود که تقریباً برابر توان اکتیو مصرفی بار است. در این حالت تمام توان اکتیو بار توسط سیستم PV تأمین می‌شود. از زمان ۰/۳ تا ۰/۴۵ ثانیه تابش خورشید به  $500 \text{ W/m}^2$  کاهش می‌یابد که باعث افت توان تزریقی از  $11 \text{ kW}$  به حدود  $7/89 \text{ kW}$  می‌شود. در این حالت توان تزریقی از میزان توان بار کمتر شده لذا حدود  $3/1 \text{ kW}$  از توان بار توسط شبکه تأمین می‌شود. با کاهش بیشتر تابش خورشید به  $100 \text{ W/m}^2$  توان تزریقی به حدود  $1/54 \text{ kW}$  می‌رسد؛ لذا در این شرایط حدود  $9/45 \text{ kW}$  از توان بار توسط شبکه تأمین می‌گردد. باتوجه به شکل (د) ۱۰ میزان توان راکتیو بار حدود  $2/95 \text{ kVAR}$  می‌باشد که باتوجه به عملکرد اینورتر در ضریب توان ۱ تماماً توسط شبکه تأمین شده و توان راکتیو تزریقی اینورتر تقریباً صفر می‌باشد. براین اساس مطابق شکل ۱۰ (ه) جریان تزریق شده با ولتاژ شبکه در سراسر شبیه‌سازی هم فاز است که تزریق توان PV را در ضریب توان واحد تأیید می‌کند (در شکل ۱۰ (ه) با توجه به مشابه بودن جریان‌های تزریقی سه‌فاز در هر فاز، در حالت بدون عملکردهای جانبی سیستم PV، فقط فاز a ارائه شده است). باتوجه به شکل ۱۰ (ه) ملاحظه می‌شود که با کاهش توان تولید PV، جریان تزریقی توسط اینورتر کاهش یافته و موجب می‌شود که اینورتر در مقداری کمتر از ظرفیت خود کار کند؛ لذا می‌توان از میزان ظرفیت آزاد شده جهت عملکردهای دیگر بهره برد. جریان‌های سه‌فاز بار در شکل ۱۰ (و) نشان داده شده است. باتوجه به شکل ملاحظه می‌شود که جریان بار نامتعادل و هارمونیک است. شکل ۱۰ (ز) جریان‌های سه‌فاز شبکه را نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۱۰ (ز) مشاهده می‌شود، با کاهش تابش خورشید THD جریان شبکه به طور قابل توجهی افزایش می‌یابد. به‌علاوه در تمام سطوح تابش خورشیدی، THD جریان شبکه بالا و خارج از استانداردهای IEEE-519 [۴۲] است. در نتیجه جبران‌سازی این جریان بر اساس ظرفیت اینورتر سیستم PV احساس می‌شود. لازم به ذکر است که بدتر شدن THD جریان شبکه عمدتاً به دلیل وجود بار غیرخطی در PCC است. زیرا همان‌طور که در شکل ۱۰ (ه) مشاهده می‌شود، THD جریان تزریق شده به PCC بسیار کمتر از ۵٪ است؛ زیرا اینورتر به‌گونه‌ای کنترل می‌شود که تا حد امکان یک موج جریان نزدیک به سینوسی را تزریق کند. به عنوان نمونه شکل ۱۱ طیف هارمونیک جریان‌های سه‌فاز تزریقی سیستم PV به شبکه بدون حضور عملکردهای جانبی را در حالت حداکثر تابش خورشید نشان می‌دهد که بیانگر عملکرد درست اینورتر در تزریق جریان با حداقل اعوجاج هارمونیک است. شکل ۱۰ (ح) جریان‌های نول بار و شبکه را نشان می‌دهد. مطابق شکل ۱۰ (ح) جریان نول به سبب نامتعادلی بار تماماً از شبکه عبور می‌کند. ولتاژ لینک dc نیز در شکل ۱۰ (ط) نشان داده شده است که مرجع  $390 \text{ V}$  را دنبال می‌کند.



شکل ۱۰. نتایج شبیه‌سازی بدون عملکردهای جانبی، (الف) پروفیل تابش خورشید، (ب) توان تولیدی PV، (ج) توان‌های اکتیو بار  $P_i$ ، تزریق شده  $P_i$  و شبکه  $P_s$ ، (د) توان‌های راکتیو بار  $Q_i$ ، تزریق شده  $Q_i$  و شبکه  $Q_s$ ، (ه) جریان تزریقی، ماکزیمم و ولتاژ شبکه برای فاز a، (و) جریان‌های سه‌فاز بار، (ز) جریان‌های سه‌فاز شبکه، (ح) جریان‌های نول بار و شبکه، (ط) ولتاژ لینک dc.



شکل ۱۱. THD جریان تزریقی سه فاز سیستم PV به شبکه بدون حضور عملکردهای جانبی حداکثر تابش خورشید.

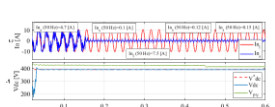
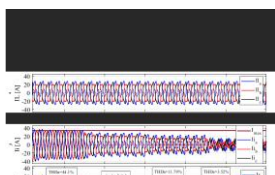
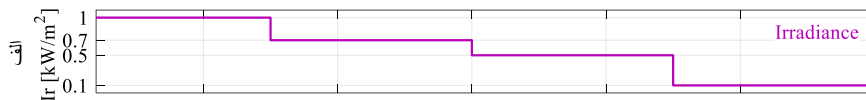
### نتایج شبیه سازی با توابع جانبی

در این بخش، نتایج شبیه سازی برای سیستم PV متصل به شبکه با استراتژی پیشنهادی ارائه می شود. نتایج شبیه سازی برای سیستم نشان داده شده در شکل ۱ با مشخصات ارائه شده در جدول ۱، در شکل ۱۲ نشان داده شده است.

به منظور نشان دادن بهتر عملکرد سیستم و روش کنترل پیشنهادی، در این بخش تغییرات تابش خورشیدی مطابق شکل ۱۲ (الف) در نظر گرفته می شود. در بازه زمانی صفر تا ۰/۱۵ ثانیه میزان تابش خورشید در حداکثر مقدار PV،  $1000 \text{ W/m}^2$  قرار دارد. در این بازه زمانی، با توجه به توان تولیدی PV که حدود  $15/75 \text{ kW}$  می باشد، مطابق شکل ۱۲ (ج) میزان توان اکتیو سه فاز مؤلفه اصلی تزریقی به PCC (Pi) حدود  $15/4 \text{ kW}$  است. با توجه به این که ظرفیت اینورتر  $16 \text{ kVA}$  می باشد، لذا در این بازه زمانی ظرفیت باقیمانده اینورتر همان طور که در شکل ۱۲ (د) مشاهده می شود، صرف جبران سازی بخشی از توان راکتیو می شود. در این بازه زمانی میزان توان راکتیو سه فاز مؤلفه اصلی تزریقی به PCC (Qi) حدود  $0/7 \text{ kVAR}$  بوده که بخشی از توان راکتیو سه فاز بار (Ql) را جبران می کند. این نکته حائز اهمیت است که جبران سازی هر فاز با توجه به سیستم کنترل و ساختار اینورتر به طور مستقل انجام می شود. با توجه به شکل ۱۲ (و) ملاحظه می شود که در این بازه زمانی جریان های سه فاز تزریقی از مقدار ماکزیمم خود تجاوز نکرده اند. مطابق شکل ۱۲ (ز) (جریان های سه فاز شبکه) در این بازه زمانی جبران سازی هارمونیک انجام نشده است. همچنین با توجه به این که توان راکتیو نامتعادل بوده و جبران سازی کامل انجام نشده است در زمان تا  $0/15$  ثانیه جبران سازی جریان نول بار نیز به طور کامل انجام نشده است (شکل ۱۲ (ح)). در زمان  $0/15$  تا  $0/3$  ثانیه با افت تابش خورشید به  $700 \text{ W/m}^2$ ، مطابق شکل ۱۲ (ج)، توان اکتیو تزریقی توسط سیستم PV از  $15/4 \text{ kW}$  به حدود  $11 \text{ kW}$  کاهش می یابد. این میزان توان اکتیو تقریباً برابر توان اکتیو مصرفی بار بوده لذا توان اکتیو کشیده شده از شبکه تقریباً به صفر می رسد. مطابق شکل ۱۲ (د)، با توجه به کاهش توان تولیدی سیستم PV و آزاد شدن ظرفیت اینورتر در این بازه زمانی جبران سازی توان راکتیو به طور کامل انجام شده و توان راکتیو شبکه تقریباً به صفر می رسد. میزان توان راکتیو سه فاز مؤلفه اصلی تزریقی به PCC (Qi) حدود  $2/95 \text{ kVAR}$  می باشد که برابر توان راکتیو سه فاز بار (Ql) است. بر این اساس مشاهده می شود سیستم کنترلی به خوبی به نقش خود در جبران سازی توان راکتیو بار عمل کرده است. با توجه به این که توان تزریقی اکتیو و راکتیو سیستم PV برابر توان های بار می باشد، همان طور که در شکل های ۱۲ (ه) جریان های سه فاز بار، ۱۲ (و) جریان های سه فاز تزریقی، ۱۲ (ز) جریان های سه فاز شبکه، مشاهده می شود، جریان تزریقی نیز برابر جریان های بار می باشد، لذا جریان کشیده شده از شبکه تقریباً برابر صفر می باشد. در این بازه هارمونیک های بار نیز به میزان زیادی با توجه به ظرفیت اینورتر جبران سازی شده است. با توجه به شکل ۱۲ (ح) جریان نول شبکه تقریباً برابر صفر بوده که نشان دهنده تحقق جبران سازی جریان نول توسط سیستم PV است. با کاهش تابش خورشید به  $500 \text{ W/m}^2$  در زمان  $0/3$

تا ۰/۴۵ ثانیه، توان اکتیو تزریقی از ۱۱ kW به حدود ۷/۹ kW کاهش می‌یابد. در این بازه زمانی با توجه به آزاد شدن ظرفیت اینورتر جبران‌سازی توان راکتیو بار به طور کامل انجام می‌شود. در این بازه زمانی میزان توان راکتیو سه‌فاز مؤلفه اصلی تزریقی به PCC (Qi) حدود ۲/۹۵ kVAR می‌باشد که تماماً توان راکتیو سه‌فاز بار (Qi) را جبران می‌کند. همان‌طور که در شکل ۱۲(د) مشاهده می‌شود توان راکتیو شبکه تقریباً برابر صفر است، که نشان‌دهنده تحقق جبران-سازی کامل توان راکتیو بار از دید شبکه می‌باشد. مطابق شکل‌های ۱۲(ه) جریان‌های سه‌فاز بار، ۱۲(و) جریان‌های سه‌فاز تزریقی، ۱۲(ز) جریان‌های سه‌فاز شبکه، جبران‌سازی هارمونیک‌های جبران بار صورت گرفته است. همان‌طور که مشاهده می‌شود هارمونیک‌های جبران بار به طور محسوسی از دید شبکه کاهش یافته است. با توجه به شکل ۱۲(ح)، در این بازه زمانی جبران‌سازی جبران نول به طور کامل انجام شده است و جریان نول شبکه تقریباً برابر صفر می‌باشد. در زمان ۰/۴۵ ثانیه با کاهش تابش خورشید به  $100 \text{ W/m}^2$ ، توان اکتیو سه‌فاز تزریقی به PCC (Pi) به  $1/49 \text{ kW}$  می‌رسد، که بسیار کمتر از ظرفیت اینورتر می‌باشد لذا امکان جبران‌سازی کامل بار وجود خواهد داشت. بر این اساس ملاحظه می‌شود که مطابق شکل ۱۲(د) جبران‌سازی کامل توان راکتیو، مطابق شکل ۱۲(ز) جبران‌سازی کامل هارمونیک‌های بار از دید شبکه انجام شده است. این نکته حائز اهمیت است که با کاهش تابش خورشید مقدار جریان مؤلفه اصلی شبکه افزایش می‌یابد که با توجه به رابطه THD این خود موجب کاهش اندازه مقدار THD جریان می‌شود. لذا دلیل تفاوت مقادیر THD جریان در دو تابش  $100 \text{ W/m}^2$  و  $500 \text{ W/m}^2$  با وجود جبران‌سازی هارمونیک‌های جبران توسط سیستم PV، این موضوع باشد. مطابق شکل ۱۲(ح) جبران‌سازی کامل جریان نول بار از دید شبکه، به عنوان اهداف کنترلی، تحقق یافته است. ولتاژ PV و ولتاژ لینک dc نیز در شکل ۱۲(ط) نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود ولتاژ لینک dc مرجع  $390 \text{ V}$  را دنبال می‌کند.

بر این اساس با توجه به شکل ۱۲ مشاهده می‌گردد که سیستم کنترلی ارائه شده با در نظر گرفتن ظرفیت اینورتر با اولویت تزریق حداکثر توان تولیدی PV به شبکه و بار، به خوبی اهداف خود را شامل تزریق حداکثر توان اکتیو، جبران‌سازی نامتعادلی بار، جبران‌سازی توان راکتیو، و جبران‌سازی هارمونیک جریان، مدیریت و محقق کرده است.



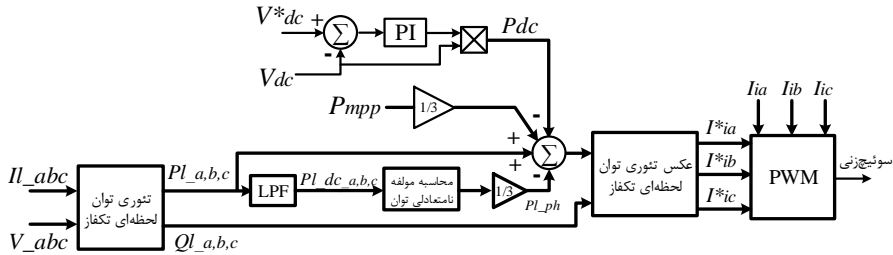
شکل ۱۲. نتایج شبیه‌سازی با عملکردهای جانبی، (الف) پروفیل تابش خورشید، (ب) توان تولیدی PV، (ج) توان‌های اکتیو بار PI، تزریق شده Pi و شبکه Ps، (د) توان‌های راکتیو بار Qi، تزریق شده Qi و شبکه Qs، (ه) جریان‌های سه‌فاز بار (و) جریان‌های سه‌فاز تزریقی، (ز) جریان‌های سه‌فاز شبکه، (ح) جریان‌های نول بار و شبکه، (ط) ولتاژ لینک dc.

### اعتبارسنجی روش پیشنهادی

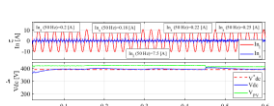
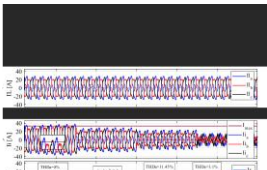
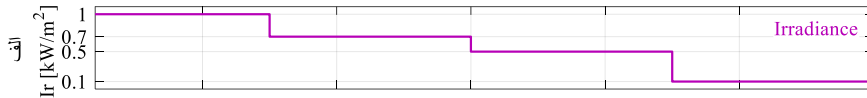
به‌منظور ارزیابی عملکرد استراتژی پیشنهادی در کنترل جریان اینورتر و بهبود کیفیت توان برای یک مبدل رابط شبکه PV چندمنظوره، نتایج شبیه‌سازی با استراتژی توان‌های لحظه‌ای تک‌فاز مقایسه می‌شود [۴۳؛ ۴۴]. براین‌اساس،

شبیه‌سازی مبدل رابط شبکه PV برای سیستم نشان داده شده در شکل ۱ و با مشخصات ارائه شده در جدول ۱ بر مبنای استراتژی توان‌های لحظه‌ای تک‌فاز انجام می‌گردد. بلوک دیاگرام روش کنترلی بر مبنای استراتژی توان‌های لحظه‌ای تک‌فاز در شکل ۱۳ نشان داده شده است.

نتایج شبیه‌سازی بر مبنای تئوری توان‌های لحظه‌ای تک‌فاز در شکل ۱۴ نشان داده شده است. مطابق شکل ۱۴ مشاهده می‌شود، با وجود این‌که در بازه زمانی کمتر از ۰/۱۵ ثانیه (حداکثر تابش خورشید) جبران‌سازی توان راکتیو و هارمونیک‌ها انجام شده است، اما ماکزیمم جریان‌های تزیقی اینورتر از حد ظرفیت آن تجاوز کرده است که این مسئله باعث کاهش عمر مفید اینورتر و مشکلات جدی برای آن می‌شود. باتوجه به شکل ۱۴(د) و شکل ۱۲(د) مشاهده می‌شود که با کاهش تابش خورشید از ثانیه ۰/۱۵ به بعد، عملکرد روش کنترلی پیشنهادی در جبران‌سازی توان راکتیو مشابه استراتژی توان‌های لحظه‌ای تک‌فاز می‌باشد. مطابق شکل ۱۴(ز) و شکل ۱۲(ز)، در زمان جبران‌سازی کامل هارمونیک‌های جریان شبکه، عملکرد روش کنترلی پیشنهادی نسبت به روش توان‌های لحظه‌ای تک‌فاز تقریباً مشابه بوده و THD جریان شبکه در روش کنترلی پیشنهادی نسبت به روش توان‌های لحظه‌ای تک‌فاز حدود ۰/۵ درصد بیشتر می‌باشد. همان‌طور که بیان شده دلیل تفاوت مقادیر THD جریان در جبران‌سازی کامل در شکل ۱۴(ز) و شکل ۱۲(ز) در تابش‌های مختلف، با در نظر گرفتن عملکرد درست سیستم PV طبق شکل ۱۰، تفاوت مقدار مؤلفه اصلی جریان شبکه می‌باشد. باین‌وجود، باتوجه به شکل‌های ۱۴(ح) و ۱۲(ح) مشاهده می‌شود که عملکرد استراتژی پیشنهادی در جبران‌سازی جریان نول به دلیل تمرکز بر جریان‌ها، بهتر است.



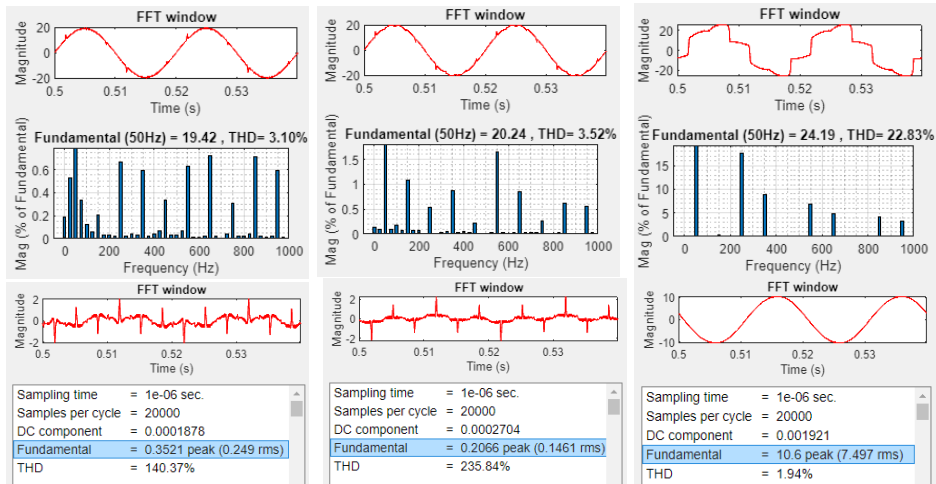
شکل ۱۳. بلوک دیاگرام روش کنترلی مبدل رابط شبکه PV بر مبنای استراتژی توان‌های لحظه‌ای تک‌فاز.



شکل ۱۴. نتایج شبیه‌سازی بر مبنای استراتژی توان‌های لحظه‌ای تک‌فاز، (الف) پروفیل تابش خورشید، (ب) توان تولیدی PV، (ج) توان‌های اکتیو بار PI، تزریق شده Pi و شبکه Ps، (د) توان‌های راکتیو بار Qi، تزریق شده Qi و شبکه Qs، (ه) جریان‌های سه‌فاز بار (و) جریان‌های سه‌فاز تزریقی، (ز) جریان‌های سه‌فاز شبکه، (ح) جریان‌های نول بار و شبکه، (ط) ولتاژ لینک dc.

که باعث شده است جریان نول شبکه حدود  $0.1 \text{ A}$  کمتر از جریان نول شبکه در روش توان‌های لحظه‌ای تک‌فاز باشد. این نکته حائز اهمیت است که مشکل عدم تعادل جریان‌های شبکه و عبور جریان نول در شبکه توزیع دارای

اهمیت بالایی است. به عنوان نمونه جهت مقایسه بهتر، شکل ۱۵ THD جریان فاز a و نول شبکه را در سه حالت بدون جبران سازی، روش پیشنهادی و روش توان های لحظه ای تک فاز را در هنگامی که جبران سازی روش پیشنهادی کامل است، نشان می دهد. همچنین به منظور نشان دادن بهتر و مقایسه ای عملکرد سیستم PV با استراتژی کنترلی پیشنهادی، خلاصه مقایسه نتایج شبیه سازی در جدول ۲ بر اساس شکل های ۱۰، ۱۲ و ۱۴ ارائه شده است. در این جدول ضمن بررسی و مقایسه اضافه جریان اینورتر، میزان تزریق توان اکتیو و همچنین میزان درصد بهبود اهداف کنترلی شامل جبران سازی توان راکتیو، جبران سازی هارمونیک های جریان بار و جبران سازی جریان نول بار برای سه حالت بدون عملکردهای جانبی، به کارگیری استراتژی کنترلی پیشنهادی و به کارگیری استراتژی توان های لحظه ای تک فاز در سیستم PV ارائه شده است. لازم به توضیح است که با توجه به شکلهای ۱۲ (ز) و ۱۴ (ز) در تابش  $700 \text{ W/m}^2$  که جریان شبکه بسیار کم و تقریباً صفر است میزان THD جریان ارائه نشده است. باتوجه به جدول مشاهده می شود که عملکرد استراتژی پیشنهادی، در زمان وجود ظرفیت جبران سازی برای اینورتر، در جبران سازی هارمونیک های جریان شبکه و توان راکتیو مطلوب و مشابه روش توان های لحظه ای تک فاز بوده و در جبران سازی جریان نول حدود ۱ درصد عملکرد بهتری دارد. همچنین باتوجه به جدول مشاهده می شود هنگام حداکثر تابش خورشید، در استراتژی پیشنهادی، اینورتر بدون هیچ گونه اضافه جریانی حداکثر توان را به بار و شبکه، بر خلاف استراتژی توان های لحظه ای تک فاز، تزریق می کند.



ج

ب

الف

شکل ۱۵. THD جریان فاز a و نول شبکه، (الف) بدون جبران سازی، (ب) استراتژی کنترلی پیشنهادی، (ج) استراتژی توان های لحظه ای تک فاز.

## جدول ۲. خلاصه نتایج شبیه‌سازی.

استراتژی توان‌های لحظه‌ای تک‌فاز با عملکردهای جانبی				استراتژی پیشنهادی با عملکردهای جانبی				بدون عملکردهای جانبی				کنترل مبدل رابط شبکه فتوولتائیک
۱۰۰	۵۰۰	۷۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰	۵۰۰	۷۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰	۵۰۰	۷۰۰	۱۰۰۰	تابش خورشید [W/m <sup>2</sup> ]
بله				بله				بله				تزریق حداکثر توان اکتیو
۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۲۳/۷	صفر				درصد جبران‌سازی توان راکتیو
ندارد			دارد	ندارد			ندارد				اضافه جریان اینورتر	
۸۸	۸۳/۷	-	۸۳/۱	۸۷/۲۷	۸۳/۳۵	-	۵/۶	-				میانگین بهبود THD جریان شبکه %
۹۶/۶	۹۷	۹۷/۶	۹۷/۳	۹۸	۹۸/۴	۹۸/۶	۳۷/۳	-				درصد جبران جریان نول

## نتیجه‌گیری

در این مقاله، یک استراتژی کنترلی جدید برای مبدل رابط شبکه چندمنظوره به‌منظور بهبود کیفیت توان در PCC پیشنهاد شد. یک سیستم PV متصل به شبکه توزیع برق دوطبقه شامل یک مبدل باک و یک اینورتر با ساختار سه پل تک‌فاز، برای ارزیابی تکنیک کنترلی استفاده گردید. در استراتژی پیشنهادی، اولویت اصلی، تزریق توان PV به شبکه برق به‌عنوان وظیفه اصلی یک سیستم PV است. استراتژی کنترل به اینورتر PV این امکان را می‌دهد که بدون اضافه جریان، عملکردهای خود را به طور هم‌زمان (تزریق توان اکتیو، جبران‌سازی نامتعادلی، جبران‌سازی توان راکتیو و فیلتر هارمونیک جریان) با محدودکردن جریان خروجی، مدیریت و انجام دهد. حالت‌های مختلف شامل سطوح متفاوت تابش خورشید و تقاضای توان بار غیرخطی کمتر و یا بالاتر نسبت به تولید توان PV، برای ارزیابی استراتژی پیشنهادی بررسی شدند. علاوه بر این، برای اعتبارسنجی عملکرد رویکرد پیشنهادی، مقایسه‌ای با یک استراتژی دیگر صورت گرفت. نتایج شبیه‌سازی عملکرد و کارایی مطلوب استراتژی پیشنهادی را از نظر تزریق توان PV، جبران‌سازی جریان نول، جبران‌سازی توان راکتیو و حذف هارمونیک‌های جریان بار، بدون اضافه جریان اینورتر، نشان می‌دهد.

## References

- [1] Afkar, H., Shamsinejad, M. A., & Ebadian, M. (2018). A grid-tie PV inverter with the ability to improve power quality under unbalanced and distorted source voltage conditions. *Journal of the Chinese Institute of Engineers*, 41(7), 622-634. <https://doi.org/10.1080/002533839.2018.1530951>
- [2] Alimohamadi, H., Zeinali Davarani, R., & Shafiee, M. (2023). Investigating the Feasibility of Increasing the Participation of Solar Power Plants in Supplying Load during the Peak Hours of the Day. *Karafan Quarterly Scientific Journal*, 20(1), 13-30. <https://doi.org/10.48301/kssa.2023.365108.2313>
- [3] Jafari, F., & Bastami, H. (2021). Investigation of Offshore Wind Turbine Foundation - Floating Offshore and Fixed Base Offshore - and Potential of North and South Seas of Iran. *Karafan Quarterly Scientific Journal*, 18(3), 207-235. <https://doi.org/10.48301/kssa.2021.297893.1648>
- [4] Morey, M., Gupta, N., Garg, M. M., & Kumar, A. (2023). A comprehensive review of grid-connected solar photovoltaic system: Architecture, control, and ancillary services. *Renewable Energy Focus*, 45, 307-330. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2023.04.009>

- [5] Afkar, H., & Esmaeeli, M. (2023). Complete Load Compensation in a Distribution Network with a Single-Stage PV Grid Interface Converter. *Energy Engineering and Management*, 12(4), 18-29. <https://doi.org/10.22052/jeem.2023.113686>
- [6] Kandemir, E., Cetin, N. S., & Borekci, S. (2017). A comprehensive overview of maximum power extraction methods for PV systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78, 93-112. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.090>
- [7] Reveles-Miranda, M., Flota-Bañuelos, M., Chan-Puc, F., Ramirez-Rivera, V., & Pacheco-Catalán, D. (2020). A Hybrid Control Technique for Harmonic Elimination, Power Factor Correction, and Night Operation of a Grid-Connected PV Inverter. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Journal of Photovoltaics*, 10(2), 664-675. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2961600>
- [8] Al-Shetwi, A. Q., & Sujod, M. Z. (2018). Grid-connected photovoltaic power plants: A review of the recent integration requirements in modern grid codes. *International Journal of Energy Research*, 42(5), 1849-1865. <https://doi.org/10.1002/er.3983>
- [9] Zeb, K., Uddin, W., Khan, M. A., Ali, Z., Ali, M. U., Christofides, N., & Kim, H. J. (2018). A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94(1), 1120-1141. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.053>
- [10] Bajaj, M., & Singh, A. K. (2020). Grid integrated renewable DG systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques. *International Journal of Energy Research*, 44(1), 26-69. <https://doi.org/10.1002/er.4847>
- [11] Jha, K., & Shaik, A. G. (2023). A comprehensive review of power quality mitigation in the scenario of solar PV integration into utility grid. *E-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, 3(1), 100103. <https://doi.org/10.1016/j.prime.2022.100103>
- [12] Chacko, F. M., Jayan, M., & Prince, A. (2018, April 20-21). *Load harmonics extraction based decoupled control of grid connected solar photovoltaic system*. International Conference on Recent Advancements and Effectual Researches in Engineering Science and Technology, Kerala State, India. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/396/1/012049>
- [13] Zeng, Z., Yang, H., Zhao, R., & Cheng, C. (2013). Topologies and control strategies of multi-functional grid-connected inverters for power quality enhancement: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24, 223-270. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.033>
- [14] Abas, N., Dilshad, S., Khalid, A., Saleem, M. S., & Khan, N. (2020). Power Quality Improvement Using Dynamic Voltage Restorer. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Access*, 8, 164325-164339. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3022477>
- [15] Chakravarthi, B. N. C. V., & Rao, G. V. S. K. (2020, November 5-7). *Impact of Power Quality Issues in Grid Connected Photovoltaic System*. 2020 4th International Conference on Electronics, Communication and Aerospace Technology, Coimbatore, India. <https://doi.org/10.1109/ICECA49313.2020.9297618>
- [16] Alhafadhi, L., & Teh, J. (2020). Advances in reduction of total harmonic distortion in solar photovoltaic systems: A literature review. *International Journal of Energy Research*, 44(4), 2455-2470. <https://doi.org/10.1002/er.5075>
- [17] Boonseng, C., Kularbphetong, K., & Boonseng, R. (2020, July 13-15). *Comparison of Harmonic Solutions to Power Quality improvement for Grid-Connected Solar Rooftop Applications in Industrial Plants*. 2020 Institute of Electrical and Electronics Engineers/IAS

- Industrial and Commercial Power System Asia, Weihai, China. <https://doi.org/10.1109/ICPSAsia48933.2020.9208616>
- [18] Hoon, Y., Mohd Radzi, M. A., Hassan, M. K., & Mailah, N. F. (2017). Control Algorithms of Shunt Active Power Filter for Harmonics Mitigation: A Review. *Energies*, 10(12), 2038. <https://doi.org/10.3390/en10122038>
- [19] Kalair, A., Abas, N., Kalair, A. R., Saleem, Z., & Khan, N. (2017). Review of harmonic analysis, modeling and mitigation techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78, 1152-1187. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.121>
- [20] Kumar, D., & Zare, F. (2016). Harmonic Analysis of Grid Connected Power Electronic Systems in Low Voltage Distribution Networks. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 4(1), 70-79. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2015.2454537>
- [21] Mousazadeh Mousavi, S. Y., Jalilian, A., Savaghebi, M., & Guerrero, J. M. (2018). Power quality enhancement and power management of a multifunctional interfacing inverter for PV and battery energy storage system. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 28(12), e2643. <https://doi.org/10.1002/etep.2643>
- [22] Ouai, A., Mokrani, L., Machmoum, M., & Houari, A. (2018). Control and energy management of a large scale grid-connected PV system for power quality improvement. *Solar Energy*, 171, 893-906. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.106>
- [23] Belfedhal, S. A., Berkouk, E. M., & Messlem, Y. (2019). Analysis of grid connected hybrid renewable energy system. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 11(1), 014702. <https://doi.org/10.1063/1.5054869>
- [24] Büyük, M., Tan, A., Tümay, M., & Bayındır, K. Ç. (2016). Topologies, generalized designs, passive and active damping methods of switching ripple filters for voltage source inverter: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 46-69. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.006>
- [25] Gurrola-Corral, C., Segundo, J., Esparza, M., & Cruz, R. (2020). Optimal LCL-filter design method for grid-connected renewable energy sources. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 120(5), 105998. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105998>
- [26] Han, Y., Yang, M., Li, H., Yang, P., Xu, L., Coelho, E. A. A., & Guerrero, J. M. (2019). Modeling and Stability Analysis of LCL-Type Grid-Connected Inverters: A Comprehensive Overview. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Access*, 7, 114975-115001. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2935806>
- [27] Naderi, Y., Hosseini, S. H., Ghassem Zadeh, S., Mohammadi-Ivatloo, B., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2018). An overview of power quality enhancement techniques applied to distributed generation in electrical distribution networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93, 201-214. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.013>
- [28] Li, Y. W., & He, J. (2014). Distribution System Harmonic Compensation Methods: An Overview of DG-Interfacing Inverters. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Industrial Electronics Magazine*, 8(4), 18-31. <https://doi.org/10.1109/MIE.2013.2295421>
- [29] Patel, N., Gupta, N., & Bansal, R. C. (2020). Combined active power sharing and grid current distortion enhancement-based approach for grid-connected multifunctional photovoltaic inverter. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 30(3), e12236. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12236>

- [30] Alali, M. A. E., Sabiri, Z., Shtessel, Y. B., & Barbot, J. P. (2020, June 17-19). *Grid-Connected Shunt Active Photovoltaic Filter*. 29th International Symposium on Industrial Electronics, Delft, Netherlands. <https://doi.org/10.1109/ISIE45063.2020.9152458>
- [31] Singh, B., Jain, C., Goel, S., Chandra, A., & Al-Haddad, K. (2016). A Multifunctional Grid-Tied Solar Energy Conversion System With ANF-Based Control Approach. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Industry Applications*, 52(5), 3663-3672. <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2582141>
- [32] Babu, P. N., Guerrero, J. M., Siano, P., Peesapati, R., & Panda, G. (2021). An Improved Adaptive Control Strategy in Grid-Tied PV System With Active Power Filter for Power Quality Enhancement. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Systems Journal*, 15(2), 2859-2870. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2020.2985164>
- [33] Mantilla, M. A., Petit, J. F., & Ordóñez, G. (2021). Control of multi-functional grid-connected PV systems with load compensation under distorted and unbalanced grid voltages. *Electric Power Systems Research*, 192(1), 106918. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2020.106918>
- [34] Boukezata, B., Gaubert, J.-P., Chaoui, A., & Hachemi, M. (2016). Predictive current control in multifunctional grid connected inverter interfaced by PV system. *Solar Energy*, 139, 130-141. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.09.029>
- [35] Badoni, M., Singh, A., Singh, A. K., Saxena, H., & Kumar, R. (2023). Grid Tied Solar PV System with Power Quality Enhancement Using Adaptive Generalized Maximum Versoria Criterion. *Chinese Society for Electrical Engineering Journal of Power and Energy Systems*, 9(2), 722-732. <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2020.04820>
- [36] Bengourina, M., Rahli, M., Slami, S., & Hassaine, L. (2018). PSO based direct power control for a multifunctional grid connected photovoltaic system. *International Journal of Power Electronics and Drive System* 9(2), 610-621. <https://doi.org/10.11591/ijpeds.v9n2.p610-621>
- [37] Paulo Bonaldo, J., Lessa Tofoli, F., Monteiro, R. V. A., & Kelis Morales-Paredes, H. (2021). Comparative analysis of techniques for the limitation of compensation currents in multifunctional grid-tied inverters. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 126, 106574. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106574>
- [38] Xavier, L. S., Cupertino, A. F., Pereira, H. A., & Mendes, V. F. (2019). Partial Harmonic Current Compensation for Multifunctional Photovoltaic Inverters. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Transactions on Power Electronics*, 34(12), 11868-11879. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2019.2909394>
- [39] Yang, B., Wang, J., Zhang, X., Yu, T., Yao, W., Shu, H., Zeng, F., & Sun, L. (2020). Comprehensive overview of meta-heuristic algorithm applications on PV cell parameter identification. *Energy Conversion and Management*, 208(5), 112595. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112595>
- [40] Bollipo, R. B., Mikkili, S., & Bonthagorla, P. K. (2020). Critical Review on PV MPPT Techniques: Classical, Intelligent and Optimisation. *Institution of Engineering and Technology Renewable Power Generation*, 14(9), 1433-1452. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.1163>
- [41] Lalouni, S., & Rekioua, D. (2013). Optimal Control of a Grid Connected Photovoltaic System with Constant Switching Frequency. *Energy Procedia*, 36, 189-199. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.022>

- [42] Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2014). Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems (IEEE519-2014). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6826459>
- [43] Haque, M. T. (2002, October 28-31). *Single-phase pq theory for active filters*. 10 Conference on Computers, Communications, Control and Power Engineering, Beijing, China. <https://doi.org/10.1109/TENCON.2002.1182718>
- [44] Yang, Y., Blaabjerg, F., Wang, H., & Simões, M. G. (2016). Power control flexibilities for grid-connected multi-functional photovoltaic inverters. *Institution of Engineering and Technology Renewable Power Generation*, 10(4), 504-513. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0133>