

A Proposed Bidding Structure of Reactive Power Provision by Three-Phase Inverter-Based (DERs) for Market Participation

Mohammad Khalifeh,¹ Seyed Saeidollah Mortazavi,^{2*} Seyyed Ghodratollah Seifossadat³

¹ Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran, uni.khalifeh@yahoo.com

² Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran, mortazavi_s@scu.ac.ir

³ Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran, gh.seifossadat@scu.ac.ir

Keywords:

reactive power market,
distributed energy resources,
bidding structure,
voltage unbalance,
distribution network.

Original Research Article

Paper History:

Received: 27/05/2025

Revise: 09/07/2025

Accepted: 16/08/2025

Abstract: With the increasing penetration of Distributed Energy Resources (DERs) in distribution networks, the effective utilization of these resources in ancillary service provision necessitates the integration of both technical and economic considerations. This paper proposes a novel bidding Structure for reactive power provision by three-phase inverter-based distributed energy resources (TIDERS) to enable their participation in the reactive power market. The proposed structure incorporated the additional costs incurred by TIDERS in generating unbalanced reactive power to mitigate voltage imbalance in the system, thereby establishing financial incentives that encouraged their participation in providing this ancillary service. The proposed payment function, which incorporated both balanced and unbalanced reactive power components, was formulated and employed as the market objective function. Furthermore, voltage unbalance constraints were incorporated into the market-clearing process to better reflect the technical and economic impacts of this service. The simulation results demonstrated that the payments made to TIDERS led to the increased participation of these resources in producing unbalanced reactive power, which consequently reduced voltage imbalance in the system. Furthermore, due to the competitive structure of the unbalanced reactive power market, the system operator was able to procure this ancillary service at minimal cost.

How to cite this article: Khalifeh, M., Mortazavi, S., Seifossadat, Gh., "A Proposed Bidding Structure of Reactive Power Provision by Three-Phase Inverter-Based (DERs) for Market Participation", Energy Engineering and Management, Vol. 14, No. 4, PP. 2-21, 2025. <https://doi.org/10.22052/EEM.2025.256952.1123>

© 2023 University of Kashan Press.

This is an open access article under the CC BY license(<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)



Extended Abstract

Introduction

In recent years, the increasing penetration of distributed energy resources (DERs) within distribution networks has drawn increasing attention to their potential role in providing ancillary services. One of the key ancillary services these resources can offer is the provision of imbalanced reactive power to reduce voltage unbalance, a subject explored in numerous studies. References [8] and [9] investigate centralized control strategies for the single-phase and three-phase inverters aimed at voltage balancing. In [10], a method was proposed for controlling three-phase grid-connected inverters under unbalanced conditions by using symmetrical components to reduce current and voltage imbalance at the PCC. Thus, TIDERS can provide unbalanced reactive power as an ancillary service to improve voltage imbalance in distribution systems. In [22], recognized voltage imbalance mitigation as an ancillary service but also highlighted the associated operational challenges and adverse impacts on DER performance. Furthermore, references [13] and [14] emphasized that current imbalance across phases could degrade the DC link and increase overall system losses, underscoring the detrimental effects of imbalanced operation on three-phase inverter-based distributed energy resources (TIDERS). References [15-16] introduced a bidding structure model for DER participation in the reactive power market. However, the current structures are inadequate when DERs supply imbalanced reactive power as they fail to account for the associated costs. Accordingly, this paper presents a novel bidding structure for resource participation in the reactive power market, which explicitly accounts for the additional costs imposed on DERs due to the provision of unbalanced reactive power.

Materials and Methods

As outlined in [41], the reactive power bidding structure for inverter-based resources is expressed by equation (16). This bidding structure is applicable when DERs supply balanced reactive power. However, when DERs provide unbalanced reactive power, this structure no longer reflects the full scope of costs incurred by these resources accurately. As demonstrated in Section 4, unbalanced reactive power injection leads to additional costs for DERs, which must be incorporated into the reactive power bidding structure. By integrating the conventional pricing model with the cost components identified in Section 4, this paper proposed a new bidding structure for reactive power provision by TIDERS, presented in Equation (17). The proposed structure comprehensively accounted for all the cost components associated with the production of both balanced and imbalanced reactive power by TIDERS. Accordingly, the reactive power market was formulated as an optimization problem, aimed at minimizing the total payment function to market

participants. The optimization was carried out subjected to the constraints related to TIDERS, voltage unbalance standards, the network, and market clearing. To demonstrate the importance of TIDER's contribution to imbalanced reactive power generation and to assess its impact on market settlement costs and voltage imbalance mitigation, this analysis compared two total payment functions, TPF1 and TPF2, defined in equations (18) and (19) respectively. It is important to note that the upstream grid's reactive power purchase price (C_q) is assumed constant. The proposed framework was implemented on the IEEE 13-bus test system, incorporating four TIDER units. The reactive power market clearing problem was formulated as a nonlinear programming (NLP) problem and was solved using the GAMS optimization environment.

Results

This paper investigated the effectiveness and significance of a proposed bidding structure for reactive power market clearing in the distribution networks equipped with three-phase inverter-based distributed energy resources (DERs). To evaluate this bidding structure, market clearing was implemented under three scenarios:

- scenario 1: objective function TPF1, and TIDERS cannot produce unbalanced reactive power;
- scenario 2: objective function TPF1, and TIDERS can produce unbalanced reactive power;
- scenario 3: objective function TPF2, and TIDERS can produce unbalanced reactive power.

The analysis of these scenarios without voltage imbalance constraints showed that in Scenario 2, inspite of the fact that the total reactive power procurement cost decreased compared to Scenario 1 due to unpaid unbalanced reactive power, the lack of financial incentives discouraged the effective participation of resources in imbalanced reactive power provision. Conversely, Scenario 3 introduced a fair payment mechanism that motivated resource participation, improving voltage quality and reducing overall reactive power costs. To assess the impact of voltage imbalance constraints, three different limits (no limit, 4%, and 2%) were considered at network buses. Results indicate that stricter constraints increased the need for unbalanced reactive power production, consequently raising operational costs. However, without resource participation in producing unbalanced reactive power, reducing voltage imbalance was practically unfeasible. Sensitivity analysis also revealed that lowering imbalance limits significantly escalated costs and might have exceeded the capability of existing equipment. Overall, the proposed model, by establishing a competitive market and the proposed bidding structure, successfully enhanced the resource participation in imbalanced

reactive power provision, lowered operating costs, and improved voltage quality in the distribution networks. This bidding structure enabled the system operator to achieve optimal and economical power quality management in the restructured distribution systems.

Discussion and Conclusion

This paper demonstrated that imbalanced reactive power generation imposes additional costs on TIDERS, reducing their willingness to provide this ancillary service. To address this, a new bidding structure was proposed for the TIDERS participation in the reactive power market within restructured power systems, incorporating the costs associated with imbalanced reactive power provision. The

proposed bidding structure was evaluated on the IEEE 13-bus distribution system, showing both the technical and economic benefits of TIDERS and the DSO. Results revealed that without considering these costs, TIDERS would face reduced revenues and participation, whereas the proposed pricing encourages participation, increased DER revenues and reduced the voltage imbalance in the network. Additionally, while the DSO payed for imbalanced reactive power under the proposed structure, the total operational costs decreased due to localized, cost-effective procurement. This study also showed that achieving voltage imbalance mitigation was challenging without DER participation, underlining the role of DERs in supporting voltage balance and improving the performance of the distribution system.

ارائه ساختاری برای قیمت دهی توان راکتیو منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز به منظور مشارکت در بازار

محمد خلیفه^۱، سید سعیداله مرتضوی^۲، سید قدرت اله سیف السادات^۳

^۱ دانشجوی دکتری، گروه برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران، uni.khalifeh@yahoo.com

^۲ استاد، گروه برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران، mortazavi_s@scu.ac.ir

^۳ استاد، گروه برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران، gh.seifossadat@scu.ac.ir

واژه های کلیدی:

بازار توان راکتیو،

منابع انرژی پراکنده،

ساختار قیمت دهی،

نامتعادلی ولتاژ،

شبکه توزیع.

چکیده: با رشد نفوذ منابع انرژی پراکنده (DERs) در شبکه های توزیع، بهره برداری مؤثر از این منابع در ارائه خدمات جانبی، مستلزم در نظر گرفتن ملاحظات فنی و اقتصادی است. به این منظور، در این مقاله ساختاری نوین برای قیمت دهی تولید توان راکتیو توسط منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز (TIDERS) به منظور مشارکت در بازار توان راکتیو ارائه شده است. در این ساختار، هزینه های تحمیل شده به منابع برای تولید توان راکتیو نامتعادل لحاظ شده است تا انگیزه لازم برای مشارکت منابع جهت شرکت در تأمین این خدمت جانبی به منظور کاهش نامتعادلی در سیستم فراهم گردد. تابع پرداخت پیشنهادی که بیانگر مبالغ پرداختی به منابع برای تولید توان راکتیو متعادل و نامتعادل است، به عنوان تابع هدف بازار در نظر گرفته شده است. همچنین به منظور بازتاب دقیق تر اثر این خدمت جانبی، محدودیت های نامتعادلی ولتاژ نیز در فرایند تسویه بازار در نظر گرفته شده اند. نتایج شبیه سازی ها نشان می دهد که با اعمال ساختار قیمت دهی پیشنهادی، انگیزه مشارکت TIDERS افزایش یافته، میزان نامتعادلی ولتاژ کاهش پیدا کرده و در نهایت، با حفظ رقابت پذیری بازار، کمترین هزینه ممکن به سیستم تحمیل شده است.

مقاله علمی پژوهشی

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۰۳/۰۶

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۴/۰۳/۱۸

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۵/۲۵

۱. مقدمه

در ابتدا پژوهش‌های متعددی در زمینه پرداخت به ژنراتورهای سنکرون برای تولید توان راکتیو منتشر شد. سپس، به منظور کاهش هزینه‌ها و ایجاد رقابت در تأمین آن، موضوع تأمین خدمت جانبی توان راکتیو از طریق بازار رقابتی با مشارکت ژنراتورهای سنکرون مورد توجه قرار گرفت [۱-۲]. اما در سال‌های اخیر، با افزایش تقاضا برای تولید برق بدون کربن در بخش انرژی، منابع انرژی پراکنده^۱ (DERs) به سرعت گسترش یافته‌اند. بنابراین به علت نفوذ گسترده این منابع در سیستم توزیع، روش تأمین توان راکتیو در صنعت برق تغییر کرده است. به طور سنتی، ژنراتورهای بزرگ و قابل کنترل در سطح انتقال، مسئولیت حفظ پایداری شبکه و کیفیت توان را بر عهده داشته‌اند؛ اما روش‌های جدید، تمرکز بر بازار توان راکتیو در سطح توزیع را ارائه می‌دهند. توان راکتیو به شدت با کیفیت توان مرتبط است و تنظیم آن در شبکه انتقال از طریق ژنراتورهای سنکرون بزرگ انجام می‌شود [۳]. در مقابل، کیفیت توان در شبکه توزیع معمولاً از طریق تجهیزاتی مانند ترانسفورماتورهای قابل تنظیم تحت بار، تجدید آرایش شبکه، بانک‌های خازنی و تنظیم‌کننده‌های ولتاژ که توان راکتیو را به صورت محلی تزریق می‌کنند، تأمین می‌شود [۴-۵].

با این حال، این راه‌حل در شبکه‌های توزیع با نفوذ بالای منابع پراکنده به سرعت ناکارآمد شده است. راه‌حل‌های نوظهور که امکان بهبود کیفیت توان در محدوده وسیع‌تری را فراهم می‌کنند، شامل منابع مبتنی بر اینورتر هستند. از آنجاکه توان راکتیو به خوبی منتقل نمی‌شود، پشتیبانی توزیع‌شده‌ای که توسط این منابع ارائه می‌شود، گزینه‌ای منحصربه‌فرد برای اعطاف‌پذیری شبکه محسوب می‌شود. این تغییر در روش پشتیبانی توان راکتیو از ژنراتورهای بزرگ متمرکز سنتی به منابع کوچک و پراکنده تحت مالکیت مستقل، نیاز به سازوکار جدیدی برای مشارکت این منابع را نشان می‌دهد [۶]. به این منظور، خدمات جانبی^۲ جدیدی در سیستم‌های توزیع و بازارهای مرتبط با تأکید بر مشارکت منابع انرژی پراکنده در مرجع [۷] پیشنهاد شده است.

از این رو، در محیط مقررات‌زدایی‌شده، بازارهای خدمات جانبی بخش مهمی از بازارهای برق مدرن از نظر اقتصادی و قابلیت اطمینان سیستم هستند. هدف نهایی یک بازار برق این است که بتواند امنیت و قابلیت اطمینان یک سیستم قدرت را حفظ کند و در عین حال،

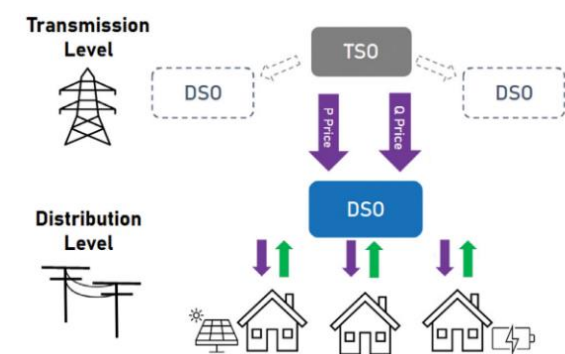
سیگنال‌های اقتصادی مناسبی را برای تشویق و فعال‌سازی مشارکت مؤثر بازیگران بازار فراهم کند.

تاکنون مطالعات زیادی در زمینه کاهش نامتعادلی ولتاژ در سیستم توزیع با استفاده از کنترل منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه‌فاز^۳ (TIDERS) انجام شده است. در مقالات [۸] و [۹]، منابع پراکنده برای متعادل‌سازی ولتاژهای فاز در نقطه اتصال به شبکه^۴ (PCC)، کنترل شده‌اند. در این پژوهش‌ها، کنترل هماهنگ با استفاده از یک کنترل مرکزی در PCC و از طریق تولید توان نامتعادل توسط منابع سه‌فاز و تک‌فاز انجام شده است. در مرجع [۱۰]، روشی برای کنترل اینورتر سه‌فاز متصل به شبکه در شرایط نامتعادل ارائه شده است. این روش با استفاده از استخراج مؤلفه‌های متقارن در حوزه زمان و با تغییر جریان‌های مرجع، باعث کاهش عدم تعادل جریان‌ها و ولتاژها در PCC شده است. همچنین در مرجع [۱۱]، به بررسی یک رویکرد پیشرفته در زمینه مدیریت اینورترهای سه‌فاز جهت کنترل تزریق توان اکتیو و راکتیو، متعادل‌سازی بار سه‌فاز و کاهش نامتعادلی ولتاژ و جریان در سیستم توزیع پرداخته است. بنابراین این قابلیت‌های کنترلی پیشرفته اینورترهای سه‌فاز، نه تنها بهره‌وری منابع را افزایش می‌دهد، بلکه کیفیت توان در شبکه‌های توزیع نامتعادل را نیز بهبود می‌بخشد. بنابراین یکی از خدمات جانبی قابل ارائه توسط منابع انرژی پراکنده اینورتردار سه‌فاز، تولید توان نامتعادل جهت بهبود نامتعادلی ولتاژ در سیستم توزیع است، که تاکنون به عنوان یک پشتیبان برای بهره‌بردار سیستم توزیع ایفای نقش می‌کرده است.

از سوی دیگر، نتایج برخی مطالعات در این حوزه نشان می‌دهد که تولید توان نامتعادل می‌تواند منجر به تحمیل هزینه بر TIDERS گردد. در مرجع [۱۲]، با توجه به نفوذ گسترده منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر در شبکه‌های توزیع جدید، از این منابع برای جبران نامتعادلی ولتاژ شبکه استفاده شده است. این موضوع به عنوان یک خدمت جانبی مهم و جالب برای TIDERS تبدیل شده است. با این حال، این پژوهش‌ها نشان می‌دهد که جبران ولتاژ نامتعادل توسط این منابع منجر به نوسان توان اکتیو و عوارض جانبی بر عملکرد آن‌ها خواهد شد. همچنین در مراجع [۱۳] و [۱۴] نشان داده شده است که عدم تعادل جریان‌ها در هر فاز باعث تخریب لینک DC و افزایش تلفات در منبع تغذیه خواهد شد، که بیانگر اثرات منفی تولید توان نامتعادل بر منابع اینورتردار سه‌فاز است.

پرداخته شده است. بنابراین فرض بر آن است که نهاد اجرایی و ناظر، بهره‌بردار سیستم توزیع می‌باشد که وظیفه مدیریت کامل بازار را بر عهده دارد. این وظیفه شامل جمع‌آوری پیشنهادها، قیمت، انجام فرایند تسویه و تخصیص بهینه منابع است. بنابراین، منابع موجود در سیستم توزیع به صورت مستقل اقدام به ارائه پیشنهاد قیمت به بهره‌بردار سیستم توزیع برای تأمین توان راکتیو مورد نیاز سیستم می‌کنند. هدف اصلی این بازار، کنترل بهینه توان راکتیو و بهبود کیفیت ولتاژ محلی است. برخی از الزامات و مفروضات برای تعریف ساختار بازار پیشنهادی به صورت زیر بیان می‌شود:

- فرض بر این است که سیستم توزیع، یک سیستم توزیع فعال با کنترل متمرکز است. بنابراین، بهره‌بردار سیستم به تمامی داده‌های شبکه از طریق زیرساخت مخابراتی مناسب دسترسی داشته و مسئول حفظ امنیت شبکه توزیع است.
- منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز مجهز به زیرساخت مخابراتی دوطرفه هستند و فرض بر این است که پهنای باند کافی برای تبادل داده بین بهره‌بردار سیستم توزیع و منابع وجود دارد.
- روش‌های کنترل داخلی منابع برای تنظیم مقادیر مرجع توان، در این مطالعه مورد بررسی قرار نگرفته است. بنابراین، فرض بر این است که این منابع قابلیت تنظیم توان خروجی در هر فاز را مطابق با مقادیر مرجع توان درخواستی از بهره‌بردار سیستم دارند.



شکل (۱): ساختار بازار توان راکتیو [۶]

از آنجاکه در سیستم تجدیدساختار شده، بهره‌بردار مستقل سیستم دسترسی محدودی به اطلاعات مربوط به تولیدکنندگان دارد، ممکن است نتواند کاهش درآمد تولیدکنندگان را تعیین کند. در چنین بازارهایی، گزینه مناسب این است که بهره‌بردار مستقل سیستم از منابع درخواست پیشنهاد برای توان راکتیو نماید. در مراجع [۱۵-۱۶]، نواحی عملکردی مختلف تولید توان راکتیو توسط منابع انرژی

در سیستم تجدید ساختاریافته، متقاعد ساختن بازیگران بازار برای شرکت در حل و رفع مسائل موجود در شبکه بسیار حائز اهمیت است. بنابراین، یک ساختار مناسب برای قیمت‌دهی منابع پراکنده مورد نیاز است تا آن‌ها را به مشارکت در ارائه این خدمات جانبی ترغیب کند. از این رو در مراجع [۱۶-۱۵]، ساختار قیمت‌دهی^۱ پیشنهادی منابع جهت شرکت در بازار توان راکتیو به صورت تابع درجه دو در نواحی مختلف عملکردی مدل شده است. با این حال، در شرایطی که منابع، توان راکتیو خود را به صورت نامتعادل تولید کنند، ساختارهای پرداخت موجود به دلیل نادیده گرفتن هزینه‌های تحمیلی به این منابع، کافی و کارآمد نیستند. بر این اساس، در این مقاله برای رفع این خلأ، بخشی به تابع پیشنهادی افزوده شده است که به طور ویژه به جبران هزینه‌های ناشی از تولید توان راکتیو نامتعادل اختصاص دارد. این هزینه‌ها در بخش ۴ به صورت دقیق فرمول‌بندی و تشریح شده‌اند. سپس تسویه بازار^۲ توان راکتیو با هدف حداقل سازی مجموع پرداختی‌ها به منابع مطابق ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی انجام شده است.

۲. ساختار بازار توان راکتیو

همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد، با گسترش منابع انرژی پراکنده در شبکه توزیع، این منابع در صورت مدیریت و کنترل مناسب، می‌توانند خدمات جانبی مورد نیاز شبکه را تأمین کنند. با وجود این، در صورت برخورداری این منابع از مالکیت خصوصی، بهره‌برداری از این خدمات مستلزم طراحی یک سازوکار انگیزشی و اقتصادی مناسب برای تشویق مشارکت آن‌ها در بازار است. از این رو در این مقاله، یک ساختار بازار متمرکز در سطح شبکه توزیع برق برای مشارکت منابع انرژی پراکنده جهت تأمین توان راکتیو مورد نیاز شبکه در نظر گرفته شده است. این بازار با هدف ایجاد انگیزه اقتصادی برای استفاده از قابلیت‌های کنترلی و تولید توان راکتیو توسط منابع مبتنی بر اینورتر سه فاز تشکیل شده است. این ساختار در شکل (۱) نشان داده شده است [۶ و ۱۷]. در این ساختار، بهره‌بردار سیستم انتقال^۳ (TSO) و بهره‌بردار سیستم توزیع^۴ (DSO) از طریق قیمت‌های عمده‌فروشی توان (راکتیو و اکتیو) در پست‌های انتقال/توزیع با یکدیگر تعامل می‌کنند. در این مقاله، به بررسی بازار توان راکتیو در سطح شبکه توزیع، که از آن به عنوان بازار خرده‌فروشی توان راکتیو یاد می‌شود،

1. Bidding Structure
2. Market Clearing
3. Transmission System Operator
4. Distribution System Operator

۲.۳. توان نامتعادل تولیدی

تعاریف متداول استفاده شده از توان ظاهری، که گاهی به عنوان توان های ظاهری حسابی^۱ و هندسی^۲ از آن ها یاد می شود، اطلاعاتی در مورد بارگذاری واقعی منبع تغذیه در سیستم هایی با بارهای نامتعادل ارائه نمی کند. بنابراین تعاریف توان های ظاهری حسابی و هندسی نباید در شرایط بار نامتعادل مورد استفاده قرار گیرند. از این رو، در مراجع [۱۳] و [۲۱] نشان داده شده است که در یک سیستم نامتعادل، به دلیل وجود تلفات انرژی در فرایند انتقال توان، بارگذاری واقعی منبع تغذیه تنها در صورتی مقدار مناسبی خواهد داشت که توان ظاهری براساس تعریف بوخهلتز محاسبه گردد. بنابراین تعاریف توان های ظاهری حسابی و هندسی در حالت متعادل، منعکس کننده تمام مؤلفه های توان تولید شده است، اما در حالت نامتعادل به علت ایجاد توالی منفی و صفر، توان های ظاهری حسابی و هندسی که به ترتیب در روابط (۱) و (۲) بیان شده اند، گویای تمام مؤلفه های توان تولیدی نیست [۲۱]. به این منظور، برای محاسبه توان ظاهری کل در سیستم سه فاز نامتعادل از فرمول توان ظاهری بوخهلتز^۳ که در رابطه (۳) بیان شده است، استفاده می شود [۲۲-۲۳]. همچنین، رابطه توان ظاهری بوخهلتز با توان اکتیو و راکتیو تئوری کلاسیک و همچنین توالی ها (مثبت، منفی و صفر) جریان و ولتاژ هر فاز، در رابطه (۳) بیان شده است.

$$S_{TIDER} = \sqrt{P_{TIDER,a}^2 + Q_{TIDER,a}^2} + \sqrt{P_{TIDER,b}^2 + Q_{TIDER,b}^2} + \sqrt{P_{TIDER,c}^2 + Q_{TIDER,c}^2} \quad (1)$$

$$S_{TIDER} = \sqrt{P_{TIDER}^2 + Q_{TIDER}^2} \quad (2)$$

$$= \sqrt{(P_{TIDER,a} + P_{TIDER,b} + P_{TIDER,c})^2 + (Q_{TIDER,a} + Q_{TIDER,b} + Q_{TIDER,c})^2}$$

$$S_{TIDER} = \sqrt{(P_{TIDER})^2 + (Q_{TIDER})^2 + (S_{TIDER}^u)^2} \quad (3)$$

$$= \sqrt{(S_{TIDER}^+)^2 + (S_{TIDER}^u)^2}$$

$$= \sqrt{\left(\sum_{\phi=a,b,c} \left((V_{TIDER,\phi}^+)^2 + (V_{TIDER,\phi}^-)^2 + (V_{TIDER,\phi}^0)^2 \right) \right) + \left(\sum_{\phi=a,b,c} \left((I_{TIDER,\phi}^+)^2 + (I_{TIDER,\phi}^-)^2 + (I_{TIDER,\phi}^0)^2 \right) \right)}$$

ولتاژهای فرکانس اصلی خط به خنثی و جریان های خط هر فاز طبق قضیه فورسکیو به توالی مثبت، منفی و صفر تقسیم می شوند، که در حالت متعادل بودن ولتاژهای (جریان های) سه فاز، فقط مؤلفه توالی مثبت ولتاژ (جریان) وجود دارد و دو مؤلفه توالی منفی و صفر ولتاژ

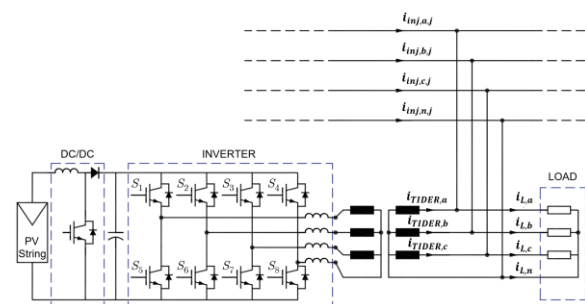
پراکنده مورد بررسی قرار گرفته و به صورت یک ساختار جهت قیمت دهی منابع انرژی پراکنده برای تولید توان راکتیو مدل سازی شده اند. آنچه این مقاله را متمایز می سازد، افزودن یک مؤلفه جدید به تابع پرداخت پیشنهادی است، مؤلفه ای که به جبران هزینه های تحمیلی به منابع ناشی از تولید توان راکتیو نامتعادل اختصاص دارد. این هزینه ها به طور دقیق در بخش ۴ فرمول بندی و تشریح شده اند.

۳. منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز

۱.۳. روش کنترلی

از آنجا که منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز معمول، توان تولید شده را به صورت متعادل و یکنواخت از طریق اینورترهای سه پایه به شبکه تزریق می کنند، این ساختار قادر به جبران عدم تعادل ولتاژ یا جریان ناشی از بارهای نامتعادل سه فاز یا مصرف کنندگان تک فاز نیست. برای غلبه بر این محدودیت، استفاده از اینورتر منبع ولتاژ سه فاز با چهار پایه پیشنهاد می شود که از طریق افزودن پایه نول امکان تزریق جریان نامتعادل به شبکه را فراهم می سازد. این نوع اینورترها، بسته به ساختار کنترلی به کاررفته، قابلیت کنترل مستقل جریان در هر فاز را خواهند داشت؛ از این رو امکان تنظیم مرجع های جریانی به صورت مجزا در هر فاز را دارند [۲۰-۱۸]. بنابراین بهره گیری از این قابلیت ها، زمینه ساز ارائه خدمات جانبی پیشرفته توسط منابع به شبکه توزیع بوده و نقش مؤثری در بهبود عملکرد شبکه، به ویژه در شرایط نامتعادل، ایفا می کند.

از این رو، روش کنترلی در این مقاله به گونه ای در نظر گرفته شده است که هر منبع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز قابلیت تولید توان راکتیو نامتعادل در هر فاز به منظور تعادل بخشی به شبکه و بهبود نامتعادلی ولتاژ را دارد. در شکل (۲) پخش توان در یک شین نمونه از شبکه توزیع تحت مطالعه با وجود منبع مبتنی بر اینورتر سه فاز چهار پایه نشان داده شده است [۱۱].



شکل (۲): پخش توان در یک شین نمونه از شبکه توزیع تحت مطالعه با وجود منبع مبتنی بر اینورتر چهار پایه [۱۱]

1. Arithmetic Apparent Power
2. Geometric Apparent Power
3. Buchholz Apparent Power

۱.۴. هزینه در دسترس‌پذیری^۱

هزینه در دسترس‌پذیری، یک مؤلفه هزینه ثابت است که به TIDERها برای اعلام آمادگی جهت شرکت در تولید توان راکتیو نامتعادل پرداخت می‌شود. هزینه در دسترس‌پذیری، بخشی از هزینه کل سرمایه‌گذاری است که برای تواناسازی این منابع برای تولید توان راکتیو نامتعادل مورد نیاز است. برخی اصلاحات در واحد کنترل، هزینه سنسور، رایانه و جایگزینی کلیدها برخی از مهم‌ترین هزینه‌ها در این خصوص هستند. این هزینه‌ها را باید در مقیاس‌های روزانه و ساعتی سرشکن کرد تا تخمین مناسبی از هزینه در دسترس‌پذیری به دست آورده شود. همان‌طور که در رابطه (۸) نیز نشان داده شده است، هزینه در دسترس‌پذیری، پرداخت ثابتی است که برای پوشش این هزینه‌ها باید در نظر گرفته شود [۲۴].

$$Availability\ Cost = Fixed\ cost = \eta\ Availability \quad (۸)$$

۲.۴. هزینه بهره‌برداری^۲

تولید توان راکتیو نامتعادل توسط TIDERها باعث افزایش تلفات و هزینه‌های بهره‌برداری خواهد شد که در ادامه شرح داده شده است. این تلفات عمدتاً شامل تلفات کلیدزنی و تلفات هدایت تجهیزات الکترونیک قدرت است. بنابراین یک پرداخت هزینه برای پوشش این هزینه‌ها مورد نیاز است. رویکردهای مختلفی برای مدل‌سازی تلفات اینورترهای این منابع در مقالات مختلف پیشنهاد شده است. در مرجع [۲۵] یک تابع درجه‌دو برای مدل‌سازی تلفات براساس توان ظاهری اینورتر پیشنهاد شده است. در این مقاله نیز از همین رویکرد استفاده شده که در رابطه (۹) بیان شده است:

$$P_{invloss}(S_{TIDER}) = \beta_{Loss,0} + \beta_{Loss,1}(S_{TIDER}) + \beta_{Loss,2}(S_{TIDER})^2 \quad (۹)$$

در این رابطه، $\beta_{Loss,0}$ ، $\beta_{Loss,1}$ و $\beta_{Loss,2}$ ثابت‌هایی هستند که به‌صورت تجربی تعیین می‌شوند، که با منحنی بازده اینورتر مطابقت دارند. برای محاسبه تلفات توان ناشی از تولید توان راکتیو نامتعادل در اینورتر، باید تلفات توان در اینورتر در حالت نامتعادل و متعادل در صورتی که توان توالی مثبت در هر دو حالت ثابت باشد، با استفاده از رابطه (۹) محاسبه گردد، سپس با محاسبه اختلاف تلفات توان در این دو حالت، تلفات اضافی ناشی از تولید توان راکتیو نامتعادل محاسبه می‌گردد. پس با جایگذاری توان ظاهری کل تولیدی طبق

(جریان) صفر خواهند بود. پس می‌توان جریان و ولتاژ در رابطه (۳) را به دو بخش متعادل و نامتعادل به‌صورت روابط (۴) و (۵) بیان کرد [۲۳].

$$\sum_{\theta=a,b,c} (I_{TIDER,\theta}^+)^2 + (I_{TIDER,\theta}^-)^2 + (I_{TIDER,\theta}^0)^2 = \sum_{\theta=a,b,c} (I_{TIDER,\theta}^+)^2 + (I_{TIDER,\theta}^u)^2 \quad (۴)$$

$$\sum_{\theta=a,b,c} (V_{TIDER,\theta}^+)^2 + (V_{TIDER,\theta}^-)^2 + (V_{TIDER,\theta}^0)^2 = \sum_{\theta=a,b,c} (V_{TIDER,\theta}^+)^2 + (V_{TIDER,\theta}^u)^2 \quad (۵)$$

در سیستم‌های سه‌فاز نامتعادل، تنها توانی که ناشی از نامتعادلی جریان و ولتاژ نیست، توان ظاهری توالی مثبت (S_{TIDER}^+) است. از این‌رو، دیگر مؤلفه‌های توان‌ها ظاهری ناشی از عدم تعادل بوده و بیانگر توان ظاهری نامتعادل هستند. پس با در نظر گرفتن روابط (۴) و (۵) و جایگذاری در رابطه (۳)، توان ظاهری متعادل و نامتعادل در حالتی که سیستم در حالت نامتعادل باشد، به‌ترتیب به‌صورت روابط (۶) و (۷) بیان می‌شوند.

$$S_{TIDER}^+ = \sqrt{(P_{TIDER})^2 + (Q_{TIDER})^2} = \sqrt{\left(\sum_{\theta=a,b,c} (V_{TIDER,\theta}^+)^2\right) * \left(\sum_{\theta=a,b,c} (I_{TIDER,\theta}^+)^2\right)} \quad (۶)$$

$$S_{TIDER}^u = \sqrt{\left(\sum_{\theta=a,b,c} (V_{TIDER,\theta}^+)^2\right) * \left(\sum_{\theta=a,b,c} (I_{TIDER,\theta}^u)^2\right) + \left(\sum_{\theta=a,b,c} (V_{TIDER,\theta}^u)^2\right) * \left(\sum_{\theta=a,b,c} (I_{TIDER,\theta}^+)^2\right) + \left(\sum_{\theta=a,b,c} (V_{TIDER,\theta}^u)^2\right) * \left(\sum_{\theta=a,b,c} (I_{TIDER,\theta}^u)^2\right)} \quad (۷)$$

۴. هزینه‌های تحمیل شده به TIDERها

تولید توان راکتیو نامتعادل توسط منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه‌فاز، هزینه‌های اضافه‌ای بر این منابع اعمال می‌کند. به این منظور باید این هزینه‌ها در نظر گرفته شوند تا مالکان این منابع در صورت انجام فرامین کتتری جهت تولید توان راکتیو نامتعادلی دچار زیان نشوند. بنابراین، در ادامه هزینه‌هایی که به TIDERها برای تولید توان راکتیو نامتعادل تحمیل می‌شود، بیان و فرموله شده است. هزینه‌های اعمالی به TIDERها برای تولید توان راکتیو نامتعادل شامل هزینه‌های در دسترس‌پذیری و بهره‌برداری است که در ادامه شرح داده شده است.

۳.۴. ساختار قیمت‌دهی توان راکتیو TIDERها

ساختار قیمت‌دهی توان راکتیو برای منابع مبتنی بر اینورتر همان‌طور که در مرجع [۱۵] بیان شده، به‌صورت رابطه (۱۶) است. در این رابطه، ضرایب پیشنهادی α_0, m_1, m_2, m_3 و m_4 نشان‌دهنده مقادیر مؤلفه‌های قیمت پیشنهادی منابع انرژی پراکنده، برای تولید توان راکتیو در نواحی مختلف عملکردی است.

$$EPF1 = \alpha_0 w_0 + \frac{1}{2} m_1 ((Q_{1G})^2 - (Q_b)^2) w_1 + \frac{1}{2} m_2 ((Q_{2G})^2 - (Q_b)^2) w_2 + \frac{1}{2} m_2 ((Q_{3G})^2 - (Q_b)^2) w_3 + \frac{1}{2} m_3 ((Q_{3G})^2 - (Q_M)^2) w_3 + \frac{1}{2} m_1 ((Q_{4G})^2 - (Q_b')^2) w_4 + \frac{1}{2} m_4 ((Q_{4G})^2 - (Q_M)^2) w_4 \quad (16)$$

این ساختار قیمت‌دهی در صورت تولید توان متعادل توسط منابع پراکنده قابل استفاده است. در صورتی که منابع، تولید توان راکتیو نامتعادل داشته باشند، دیگر این ساختار قیمت‌دهی نشان‌دهنده تمام هزینه‌های تحمیل‌شده به منابع انرژی پراکنده نیست. بنابراین، همان‌طور که در بخش قبل نشان داده شد، در صورت تولید توان راکتیو نامتعادل توسط منابع، هزینه‌های اضافی به آن‌ها تحمیل می‌شود که باید در ساختار قیمت‌دهی توان راکتیو لحاظ گردد. با ادغام این ساختار قیمت‌دهی توان راکتیو و مؤلفه‌های هزینه‌ای که در بخش قبل تشریح شد، می‌توان یک ساختار جدید برای قیمت‌دهی تولید توان راکتیو توسط منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه‌فاز پیشنهاد داد که در رابطه (۱۷) ارائه شده است. توجه شود که در اینجا ضرایب پیشنهادی γ_0, γ_1 و γ_2 نشان‌دهنده مقادیر مؤلفه‌های قیمت پیشنهادی آن‌ها در صورت تولید توان راکتیو نامتعادل در هر ناحیه عملکردی هستند. این ساختار پیشنهادی به‌طور جامع، تمامی مؤلفه‌های هزینه‌ای را که بر اثر تولید توان راکتیو متعادل و نامتعادل به TIDERها تحمیل می‌شود، پوشش می‌دهد.

$$EPF2 = \alpha_0 w_0 + \frac{1}{2} m_1 ((Q_{1G})^2 - (Q_b')^2) w_1 + \frac{1}{2} m_2 ((Q_{2G})^2 - (Q_b)^2) w_2 + \frac{1}{2} m_2 ((Q_{3G})^2 - (Q_b)^2) w_3 + \frac{1}{2} m_3 ((Q_{3G})^2 - (Q_M)^2) w_3 + \frac{1}{2} m_1 ((Q_{4G})^2 - (Q_b')^2) w_4 + \frac{1}{2} m_4 ((Q_{4G})^2 - (Q_M)^2) w_4 + (\gamma_0 + \gamma_1 (S_{TIDER}^u)^2 + \gamma_2 (S_{TIDER}^u)^2) w_0 \quad (17)$$

بنابراین در این مقاله، تسویه بازار توان راکتیو به‌عنوان یک مسئله بهینه‌سازی به‌منظور حداقل‌سازی تابع پرداخت کل به شرکت‌کنندگان در بازار توان راکتیو و تحت محدودیت‌های TIDERها، محدودیت‌های استانداردهای نامتعادلی، محدودیت شبکه و محدودیت بازار که در بخش بعد فرموله شده‌اند، انجام می‌شود.

تعریف بوخهلتز در حالت نامتعادل در رابطه (۳)، تلفات توان در اینورتر به‌صورت رابطه (۱۰) در حالت نامتعادل محاسبه می‌گردد:

$$P_{invloss}(S_{TIDER}) = \beta^{Loss,0} + \beta^{Loss,1} (S_{TIDER}) + \beta^{Loss,2} (S_{TIDER})^2 \quad (10)$$

همچنین در حالتی که TIDERها همان توان اکتیو و راکتیو در حالت نامتعادل را به‌صورت متعادل تولید کنند، توان تولیدی این منابع فقط ناشی از توان توالی مثبت است. پس تلفات ناشی از تولید توان متعادل به‌صورت رابطه (۱۱) محاسبه می‌گردد:

$$P_{invloss}(S_{TIDER}^+) = \beta^{Loss,0} + \beta^{Loss,1} (S_{TIDER}^+) + \beta^{Loss,2} (S_{TIDER}^+)^2 \quad (11)$$

از آنجاکه تلفات ناشی از توان توالی مثبت نباید به‌عنوان تلفات اینورتر ناشی از تولید توان راکتیو نامتعادل در نظر گرفته شود، برای محاسبه تلفات اضافی ناشی از تولید توان راکتیو نامتعادل، اختلاف تلفات توان در این دو حالت مطابق رابطه (۱۲) محاسبه می‌گردد:

$$\Delta P_{invloss}(S_{TIDER}^u) = P_{invloss}(S_{TIDER}) - P_{invloss}(S_{TIDER}^+) = \beta^{Loss,1} (S_{TIDER} - S_{TIDER}^+) + \beta^{Loss,2} ((S_{TIDER})^2 - (S_{TIDER}^+)^2) \quad (12)$$

با توجه به روابط (۳) و (۱۲) تلفات اضافی ناشی از تولید توان راکتیو نامتعادلی به‌صورت رابطه (۱۳) بیان می‌گردد:

$$\Delta P_{invloss}(S_{TIDER}^u) = \beta^{Loss,2} \left(\sqrt{(S_{TIDER}^u)^2 + (S_{TIDER}^+)^2} - S_{TIDER}^+ \right) + \beta^{Loss,2} (S_{TIDER}^u)^2 \quad (13)$$

بنابراین با توجه به رابطه (۱۳)، اگر توان توالی مثبت تولیدی ثابت باقی بماند، تابع تلفات برحسب توان نامتعادل به‌صورت یک تابع درجه‌دو توصیف خواهد شد که در رابطه (۱۴) بیان شده است:

$$\Delta P_{invloss}(S_{TIDER}^u) = \gamma^{Loss,0} + \gamma^{Loss,2} (S_{TIDER}^u)^2 + \gamma^{Loss,2} (S_{TIDER}^u)^2 \quad (14)$$

با توجه به رابطه (۱۴) و نرخ هزینه توان اکتیو در ساعت مورد نظر، هزینه بهره‌برداری از منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه‌فاز بر اثر تولید توان راکتیو نامتعادل توسط رابطه (۱۵) محاسبه می‌گردد:

$$Operation\ cost(S_{TIDER}^u) = c_p \Delta P_{invloss}(S_{TIDER}^u) = \eta^{Loss,0} + \eta^{Loss,1} (S_{TIDER}^u) + \eta^{Loss,2} (S_{TIDER}^u)^2 \quad (15)$$

علاوه بر این، برخلاف تولید توان اکتیو و راکتیو، تولید توان نامتعادل از الزامات عملکرد TIDERها نیست. بنابراین تابع پرداخت مورد انتظار توان راکتیو نامتعادل، با تابع پرداخت مورد انتظار توان راکتیو متعادل متفاوت است. چون هر تأمین‌کننده توان راکتیو، خود بخشی از توان راکتیو تولید خود را مصرف می‌کند. بنابراین، پرداخت‌ها برای هزینه‌های بهره‌برداری به تأمین‌کننده‌های توان راکتیو، به‌ازای توان‌های راکتیو بیشتر از توان داخلی خود انجام می‌شود. اما توان راکتیو نامتعادل از الزامات منبع و یا کدهای شبکه نیست؛ بنابراین پرداخت‌ها بابت هزینه بهره‌برداری منابع در این حالت، به‌ازای هر مقدار تبادل توان نامتعادل بیشتر از صفر انجام می‌پذیرد [۱۵].

$$I_{TIDER,\emptyset} = (I_{TIDER,\emptyset}^+ + I_{TIDER,\emptyset}^- + I_{TIDER,\emptyset}^0) \quad \emptyset = a, b, c \quad (22)$$

$$I_{TIDER,\emptyset} \leq I_{TIDER,\emptyset}^{Max} \quad \emptyset = a, b, c \quad (23)$$

$$P_{TIDER,\emptyset}^2 + Q_{TIDER,\emptyset}^2 \leq (V_{Grid,\emptyset})^2 * (I_{TIDER,\emptyset})^2 \quad \emptyset = a, b, c \quad (24)$$

علاوه‌بر محدودیت جریان، حداکثر ولتاژ اینورتر نیز یک محدودیت اضافی را بر عملکرد منابع تحمیل می‌کند. این محدودیت توسط روابط (۲۵) تا (۲۷) فرموله شده است. در اینجا $V_{TIDER,\emptyset}$ نشان‌دهنده ولتاژ هر فاز در منابع انرژی پراکنده است. شایان ذکر است که $V_{TIDER,\emptyset}$ تحت تأثیر روش مدولاسیون مورد استفاده و ولتاژ شین DC اینورتر قرار دارد که در این مقاله به آن پرداخته نشده است.

$$V_{TIDER,\emptyset} = (V_{TIDER,\emptyset}^+ + V_{TIDER,\emptyset}^- + V_{TIDER,\emptyset}^0), \quad \emptyset = a, b, c \quad (25)$$

$$V_{TIDER,\emptyset} \leq V_{TIDER,\emptyset}^{Max}, \quad \emptyset = a, b, c \quad (26)$$

$$P_{TIDER,\emptyset}^2 + \left(Q_{TIDER,\emptyset} + \frac{V_{Grid,\emptyset}}{X} \right)^2 \leq \left(\frac{V_{TIDER,\emptyset} * V_{Grid,\emptyset}}{X} \right)^2 \quad (27)$$

$$, \quad \emptyset = a, b, c$$

۳.۴.۴. محدودیت‌های شبکه

مجموعه روابط (۲۸) تا (۳۶) برای مدل‌سازی شبکه و محدودیت‌های مربوط به آن در شبکه نامتعادل بیان شده است. روابط (۲۸) تا (۳۳)، مرتبط با روابط موازنه توان اکتیو و راکتیو در هر شین و فاز در حالت نامتعادل شبکه است. $P_{TIDER,\emptyset}$ و $Q_{TIDER,\emptyset}$ نشان‌دهنده توان اکتیو و راکتیو تولیدشده توسط $TIDER$ ، $P_{Load,i,\emptyset}$ و $Q_{Load,i,\emptyset}$ نشان‌دهنده تقاضای توان اکتیو و راکتیو و همچنین $P_{Inj,i,\emptyset}$ و $Q_{Inj,i,\emptyset}$ نشان‌دهنده توان تزریق‌شده در شین i و فاز $\emptyset$ هستند. $|V_{i,\emptyset}|$ و $\delta_{i,\emptyset}$ اندازه ولتاژ و زاویه ولتاژ شین i در فاز $\emptyset$ هستند. $|Y_{ij,\emptyset g}|$ و $\theta_{ij,\emptyset g}$ اندازه و زاویه ماتریس ادمیتانس شبکه بین شین i در فاز $\emptyset$ و شین j در فاز g هستند. روابط (۳۴) و (۳۵) نشان‌دهنده محدودیت توان انتقالی شاخه بین شین i و j است، که در آن $S_{ij,\emptyset}$ توان انتقالی خط و $S_{ij,\emptyset}^{max}$ حداکثر حد حرارتی خط در فاز $\emptyset$ است. محدودیت ولتاژ شین‌ها توسط رابطه (۳۶) بیان شده است، که در آن $V_{i,\emptyset}^{max}$ و $V_{i,\emptyset}^{min}$ به ترتیب حد بالا و پایین ولتاژ استاندارد شین i در فاز $\emptyset$ هستند [۲۹-۳۰].

$$P_{GRID,i,\emptyset} - P_{Load,i,\emptyset} = P_{Inj,i,\emptyset}; \quad \forall i = 1, \emptyset \in f \quad (28)$$

$$Q_{GRID,i,\emptyset} - Q_{Load,i,\emptyset} = Q_{Inj,i,\emptyset}; \quad \forall i = 1, \emptyset \in f \quad (29)$$

$$P_{TIDER,i,\emptyset} - P_{Load,i,\emptyset} = P_{Inj,i,\emptyset}; \quad \forall i \in N, i \neq 1, \emptyset \in f \quad (30)$$

$$Q_{TIDER,i,\emptyset} - Q_{Load,i,\emptyset} = Q_{Inj,i,\emptyset}; \quad \forall i \in N, i \neq 1, \emptyset \in f \quad (31)$$

$$P_{Inj,i,\emptyset} = \sum_{j \in N} \sum_{g \in f} |Y_{ij,\emptyset g}| |V_{i,\emptyset}| |V_{j,g}| \cos(\delta_{i,\emptyset} - \delta_{j,g} - \theta_{ij,\emptyset g})$$

$$; \quad \forall i \in N, \emptyset \in f \quad (32)$$

$$Q_{Inj,i,\emptyset} = \sum_{j \in N} \sum_{g \in f} |Y_{ij,\emptyset g}| |V_{i,\emptyset}| |V_{j,g}| \sin(\delta_{i,\emptyset} - \delta_{j,g} - \theta_{ij,\emptyset g})$$

به منظور نشان دادن اهمیت تأثیر منابع انرژی پراکنده در تولید توان راکتیو نامتعادل و تأثیر آن بر مشارکت منابع و بهبود پارامترهای فنی و اقتصادی سیستم، این مقاله با مقایسه دو تابع پرداخت کل در روابط (۱۸) و (۱۹)، و با در نظر گرفتن محدودیت‌های مختلف نامتعادلی ولتاژ انجام شده است. در این مقاله، نرخ خرید توان راکتیو (C_q) از شبکه بالادست، ثابت فرض شده است. همچنین از آنجاکه تمرکز اصلی مقاله بر تأثیر استفاده از تابع پیشنهادی برای تولید توان راکتیو نامتعادل است، تمامی منابع در دسترس فرض شده‌اند. همچنین ناحیه عملکرد منابع به ناحیه ۱ جهت ساده‌سازی و حذف متغیرهای باینری محدود شده‌اند. بنابراین، به منظور مقایسه و نشان دادن اهمیت موضوع، تسویه بازار در این مقاله ابتدا با استفاده از رابطه (۱۸) که بیانگر تابع پرداخت کل قبل از در نظر گرفتن پرداخت به منابع جهت تولید توان راکتیو نامتعادل است، انجام شده و سپس با استفاده از رابطه (۱۹) که بیانگر تابع پرداخت پیشنهادی است، صورت پذیرفته است.

$$TPF1 = C_q Q_{GRID} + \sum_{T=1}^{N_T} \alpha_{0T} + \frac{1}{2} \rho_{1T} ((Q_{TIDER}^T)^2 - (Q_{base}^T)^2) \quad (18)$$

$$TPF2 = C_q Q_{GRID} + \sum_{T=1}^{N_T} \alpha_{0T} + \frac{1}{2} \rho_{1T} ((Q_{TIDER}^T)^2 - (Q_{base}^T)^2) + (\mu_{0T} + \mu_{1T} (S_{TIDER}^{Tu}) + \mu_{2T} (S_{TIDER}^{Tu})^2) \quad (19)$$

۴.۴. روش تسویه بازار و محدودیت‌های شبکه و منابع

۱.۴.۴. روش تسویه بازار

در بازار توان راکتیو پیشنهادی در این مقاله، به هر شرکت‌کننده براساس مبلغ پیشنهادی پرداخت صورت می‌گیرد. این روش تسویه به‌طور ریاضی در روابط (۲۰) و (۲۱) تشریح شده است [۲۶].

$$\rho_{0T} = \alpha_{0T}; \quad \rho_{1T} = m_{1T} \quad \forall T \quad (20)$$

$$\mu_{0T} = \gamma_{0T}; \quad \mu_{1T} = \gamma_{1T}; \quad \mu_{2T} = \gamma_{2T} \quad \forall T \quad (21)$$

۲.۴.۴. محدودیت‌های TIDERها

در منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه‌فاز، محدودیت حرارتی اینورترها یکی از عوامل کلیدی در طراحی و بهره‌برداری از این دستگاه‌هاست. بنابراین برای جلوگیری از افزایش دما در این منابع، جریان نامی در هر فاز که شامل تمام مؤلفه‌های جریانی است، محدود می‌گردد. این موضوع در روابط (۲۲) تا (۲۴) فرموله شده است. بنابراین حد توان اکتیو ($P_{TIDER,\emptyset}$) و راکتیو ($Q_{TIDER,\emptyset}$) در هر فاز که توسط TIDER تولید می‌شود، با توجه به حداکثر جریان در هر فاز محدود می‌گردد [۲۷-۲۸].

در این مطالعه، چارچوبی برای مشارکت منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز در بازار توان راکتیو ارائه شده است. شرکت کنندگان در این بازار، مؤلفه‌های قیمت پیشنهادی خود را برای تولید توان راکتیو متعادل و نامتعادل، به تفکیک و مطابق با ساختار پیشنهادی، به بهره‌بردار بازار ارائه می‌کنند. این مؤلفه‌های قیمت برای تمامی TIDERها در جدول (۲) آورده شده‌اند.

در فرایند مدل‌سازی فرض شده است که تولید توان راکتیو توسط این منابع از ظرفیت باقی مانده و مجاز اینورترها تأمین می‌شود. با توجه به مشخصات فنی منابع، ظرفیت نامی هر TIDER در هر فاز برابر با ۵۰۰ کیلوولت آمپر و توان اکتیو تولیدی، حداکثر ۴۰۰ کیلووات در نظر گرفته شده است. بنابراین حداکثر توان راکتیو قابل تولید در هر فاز حدود ۳۰۰ کیلووار محاسبه و به عنوان محدودیت تولید در مدل اعمال شده است. همچنین، مقدار پایه توان راکتیو (Qbase) معادل ۱۰ کیلووار فرض شده است. در این مدل، توان اکتیو تولیدی توسط منابع به صورت کاملاً متعادل بین فازها توزیع می‌شود، اما توان راکتیو قابلیت تولید نامتعادل بین فازها را دارد. نرخ خرید توان راکتیو از شبکه نیز ۰/۶۳ سنت به ازای هر کیلووار ساعت در نظر گرفته شده است. همچنین محدوده مجاز تغییرات ولتاژ نیز به صورت استاندارد بین ۰/۹ تا ۱/۱ برابر مقدار نامی تنظیم شده است. در نهایت، مدل بهینه‌سازی بازار توان راکتیو به صورت یک مسئله برنامه‌ریزی غیرخطی^۲ (NLP) در نرم‌افزار GAMS پیاده‌سازی شده است که به وسیله حل‌کننده IPOPT در یک رایانه با پردازشگر Intel(R) Core(TM) i5 - 70GHz و حافظه 8GB حل شده است.

$$\forall i \in N, \emptyset \in f \quad (33)$$

$$S_{ij,\emptyset} = \sqrt{P_{ij,\emptyset}^2 + Q_{ij,\emptyset}^2} \quad ; \forall \emptyset, i, j \quad (34)$$

$$S_{ij,\emptyset}^{min} \leq S_{ij,\emptyset} \leq S_{ij,\emptyset}^{max} \quad ; \forall \emptyset, i, j \quad (35)$$

$$V_{i,\emptyset}^{min} \leq V_{i,\emptyset} \leq V_{i,\emptyset}^{max} \quad ; \forall \emptyset, i \quad (36)$$

همچنین روابط (۳۷) تا (۳۹) برای در نظر گرفتن سطوح مورد نظر نامتعادلی ولتاژ ارائه شده‌اند. تعاریف مختلفی برای سنجش نامتعادلی ولتاژ در سیستم پیشنهاد شده است. در این مقاله از تعریف استاندارد IEC استفاده شده است؛ بنابراین ضریب نامتعادلی ولتاژ^۱ (VUF) در شین i طبق استاندارد IEC به صورت رابطه (۳۷) بیان شده است. در این رابطه $|V_{i,-}|$ و $|V_{i,+}|$ به ترتیب اندازه ولتاژ توالی منفی و توالی مثبت هستند، که از تجزیه و تحلیل مؤلفه‌های متقارن، که در رابطه (۳۸) بیان شده است به دست می‌آیند. بنابراین تلاش برای محدود کردن ضریب نامتعادلی ولتاژ، منجر به رابطه (۳۹) می‌شود. در این رابطه VUF_{max} ، ماکزیمم مقدار نامتعادلی ولتاژ مجاز در شین i ام مطابق استاندارد مربوطه است [۳۱-۳۲].

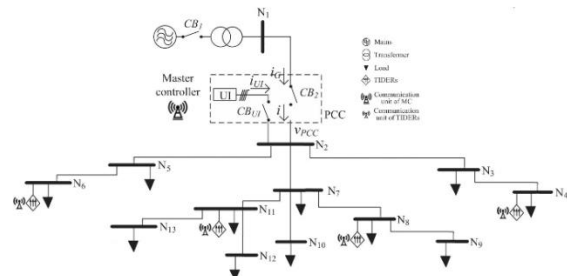
$$VUF_i(\%) = \frac{|V_{i,-}|}{|V_{i,+}|} * 100 \quad (37)$$

$$\begin{bmatrix} V_{i,0} \\ V_{i,+} \\ V_{i,-} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & e^{j120^\circ} & e^{-j120^\circ} \\ 1 & e^{-j120^\circ} & e^{j120^\circ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{i,a} \\ V_{i,b} \\ V_{i,c} \end{bmatrix} \quad (38)$$

$$VUF_i(\%) \leq VUF_{max}(\%) \quad (39)$$

۵. پیاده‌سازی بازار توان راکتیو

در این بخش، مدل بازار توان راکتیو پیشنهادی بر روی یک شبکه توزیع شعاعی ۱۳ شینه IEEE اصلاح شده، پیاده‌سازی شده است. پیکربندی الکتریکی این شبکه در شکل (۳) نشان داده شده است. شبکه اصلاح شده شامل ۴ منبع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز و ۸ بار نوع توان ثابت است. مشخصات بار و خطوط سیستم مورد مطالعه در جدول (۱) ارائه شده است. همچنین مشخصات هادی خطوط سیستم در مرجع [۳۳] قابل دسترس است.



شکل (۳): پیکربندی الکتریکی شبکه توزیع ۱۳ شینه IEEE اصلاح شده

جدول (۱): مشخصات بار و خطوط شبکه ۱۳ شیئه مورد مطالعه

خطوط	شین i	شین j	نوع هادی خطوط	طول خطوط (ft)	$P_{Load,j,a}$ (KW)	$Q_{Load,j,a}$ (KVAR)	$P_{Load,j,b}$ (KW)	$Q_{Load,j,b}$ (KVAR)	$P_{Load,j,c}$ (KW)	$Q_{Load,j,c}$ (KVAR)
۱	۱	۲	۶۰۱	۵۲۸	۰	۰	۰	۰	۰	۰
۲	۲	۳	۶۰۲	۵۲۸	۰	۰	۰	۰	۰	۰
۳	۲	۵	۶۰۲	۵۲۸	۰	۰	۱۵۳	۱۱۲/۵	۰	۰
۴	۲	۷	۶۰۱	۵۲۸	۳۴۶/۵	۱۹۸	۳۴۶/۵	۱۹۸	۳۴۶/۵	۱۹۸
۵	۳	۴	۶۰۲	۵۲۸	۱۴۴	۹۹	۱۰۸	۸۱	۱۸۰	۸۱
۶	۵	۶	۶۰۲	۵۲۸	۰	۰	۲۰۷	۱۱۸/۸	۰	۰
۷	۷	۸	۶۰۲	۵۲۸	۰	۰	۰	۰	۱۵۳	۱۳۵/۹
۸	۷	۱۰	۶۰۱	۵۲۸	۰	۰	۰	۰	۰	۰
۹	۷	۱۱	۶۰۲	۵۲۸	۰	۰	۰	۰	۰	۰
۱۰	۸	۹	۶۰۶	۵۲۸	۴۳۶/۵	۱۷۱	۶۱/۲	۵۴	۲۶۱	۱۹۰/۸
۱۱	۱۱	۱۲	۶۰۶	۵۲۸	۱۱۵/۲	۷۷/۴	۰	۰	۰	۰
۱۲	۱۱	۱۳	۶۰۶	۵۲۸	۰	۰	۰	۰	۱۵۳	۷۲

جدول (۲): ضرایب پیشنهادی منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز جهت تولید توان راکتیو متعادل و نامتعادل

شماره شین	شماره TIDER	ضرایب پیشنهادی توان راکتیو منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز			
		ضرایب پیشنهادی برای تولید توان راکتیو متعادل		ضرایب پیشنهادی برای تولید توان راکتیو نامتعادل	
		α_0 (Cent/H)	m_1 Cent/(KVAR-H) ²	γ_0 (Cent/H)	γ_1 Cent/(KVA-H)
۴	۱	۶/۹	۰/۰۰۰۶۰۳	۰/۲۱۱۲	۰/۰۷۵۸۱
۶	۲	۴/۸	۰/۰۰۰۷۲۶	۰/۳۲۱۵	۰/۰۶۵۱۶
۸	۳	۶/۷	۰/۰۰۰۵۵۱	۰/۵۳۲۳	۰/۰۵۸۰۷
۱۰	۴	۵/۲	۰/۰۰۰۵۱۸	۰/۷۰۱۲	۰/۰۴۸۹۸

- به منظور نشان دادن اهمیت ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی، فرایند تسویه بازار در سه سناریوی مختلف بر روی شبکه نمونه، شبیه‌سازی و اعتبارسنجی شده است. سناریوهای مختلف به شرح زیر هستند:
- **سناریو اول:** تسویه بازار توان راکتیو مطابق تابع پرداخت TPF1، درحالی که TIDERها قابلیت تولید توان راکتیو نامتعادل را ندارد.

- **سناریو دوم:** تسویه بازار توان راکتیو مطابق تابع پرداخت TPF1، درحالی که TIDERها قابلیت تولید توان راکتیو نامتعادل را دارند.

- **سناریو سوم:** تسویه بازار توان راکتیو مطابق تابع پرداخت پیشنهادی TPF2، درحالی که TIDERها قابلیت تولید توان راکتیو نامتعادل را دارند.

برای نشان دادن بهتر تأثیر مشارکت منابع پراکنده در تولید توان راکتیو نامتعادل و تأثیرات آن بر بهبود نامتعادلی ولتاژ و هزینه‌های پرداختی، این سه سناریو در سه حالت مختلف شبیه‌سازی و اعتبارسنجی شده است. حالت‌های مختلف در نظر گرفته شده به شرح زیر هستند:

- **حالت اول:** محدودیت نامتعادلی ولتاژ در شین‌های شبکه در نظر گرفته نشده است.
- **حالت دوم:** ماکزیم نامتعادلی ولتاژ در شین‌های شبکه ۰/۴٪ در نظر گرفته شده است.
- **حالت سوم:** ماکزیم نامتعادلی ولتاژ در شین‌های شبکه ۰/۲٪ در نظر گرفته شده است.

۱.۵. حالت اول

۱.۱.۵. سناریو اول

در این سناریو، تسویه بازار توان راکتیو مطابق تابع پرداخت TPF1، که به عنوان تابع هدف برای تسویه بازار توان راکتیو در نظر گرفته شده، با رعایت محدودیت‌های منابع و حفظ امنیت شبکه و بدون در نظر گرفتن محدودیت نامتعادلی ولتاژ، صورت پذیرفته است. همچنین در این سناریو فرض بر این است که منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز قابلیت تولید توان راکتیو نامتعادل را ندارند. نتایج تسویه بازار و خروجی‌های توان راکتیو منابع و شبکه بالادست در این سناریو در جدول (۳) نمایش داده شده‌اند. همان‌طور که بیان شد، چون منابع پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز در این سناریو توان راکتیو را

به صورت متعادل (برابر) در هر سه فاز تولید می کنند، پس توان راکتیو جهت تأمین توان راکتیو ۳۴۳ سنت می باشد. نامتعادل تولیدی TIDERها در این سناریو برابر صفر، و پرداخت کل

جدول (۳): نتایج تولید توان راکتیو و هزینه پرداختی به منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز و شبکه بالادست در هر سه سناریو در حالت اول

حالت اول (بدون محدودیت VUF_{MAX})									شماره TIDER	شماره شین
سناریو ۱			سناریو ۲			سناریو ۳				
پرداخت (Cent)	Su (KVA)	Q (KVar)	پرداخت (Cent)	Su (KVA)	Q (KVar)	پرداخت (Cent)	Su (KVA)	Q (KVar)		
۰	-	۰	۰	-	۰	۸۶	-	۱۳۷	Grid	۱
۷۰	۰	۴۵۵	۶۹	۳۰	۴۵۴	۶۰	۰	۴۲۲	۱	۴
۵۸	۹	۳۷۴	۵۵	۲۹۶	۳۷۴	۵۰	۰	۳۵۲	۲	۶
۹۲	۶۷	۵۲۳	۸۲	۳۱۲	۵۲۳	۷۶	۰	۵۰۲	۳	۸
۹۰	۹۴	۵۳۶	۸۰	۱۰۸	۵۳۶	۷۱	۰	۵۰۳	۴	۱۱
۳۱۰			۲۸۶			۳۴۳			مجموع پرداختی	

۲.۱.۵. سناریو دوم

در این سناریو، تسویه بازار توان راکتیو مطابق تابع پرداخت TPF1، که به عنوان تابع هدف برای تسویه بازار توان راکتیو در نظر گرفته شده، صورت پذیرفته است؛ با این تفاوت نسبت به سناریو اول که منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز قابلیت تولید توان راکتیو نامتعادل را دارند. با توجه به تابع هدف در نظر گرفته شده در این سناریو به منابع پراکنده جهت تولید توان راکتیو نامتعادل، پرداختی صورت نمی پذیرد. نتایج تسویه بازار و خروجی های توان راکتیو منابع و شبکه بالادست در این سناریو در جدول (۳) نمایش داده شده اند. همان طور که مشاهده می شود، در این سناریو به علت تولید توان راکتیو نامتعادل توسط TIDERها، پرداختی کل بهره بردار سیستم جهت تأمین توان راکتیو ۲۸۶ سنت می باشد، که باعث کاهش پرداختی ها به میزان ۵۷ سنت شده است. بنابراین با استفاده از قابلیت تولید توان نامتعادل توسط منابع، هزینه های بهره برداری کاهش پیدا کرده است. این نشان دهنده اهمیت خدمتی است که توسط منابع برای بهره بردار سیستم ایجاد شده است. اما همان طور که در بخش ۴ توضیح داده شد، منابع بر اثر تولید توان نامتعادل متحمل هزینه خواهند شد. اما در این سناریو به علت عدم پرداخت این هزینه ها به منابع، این منابع در صورتی که مالکیت مستقل داشته باشند، تمایلی به مشارکت در تأمین این خدمت جانی نخواهند داشت، مگر آنکه با ارائه این خدمت جانی، پرداخت های لازم به آنها صورت گیرد تا انگیزه کافی برای تأمین آن داشته باشند. بدین منظور، در این مقاله ساختار جدیدی جهت قیمت دهی منابع معرفی گردیده است تا این مسئله مرتفع گردد. روش پیشنهادی در سناریوی بعدی، بر روی سیستم مورد مطالعه پیاده سازی شده و نتایج آن ارائه شده اند.

۳.۱.۵. سناریو سوم

در این سناریو تسویه بازار توان راکتیو مطابق تابع پرداخت پیشنهادی TPF2، که به عنوان تابع هدف برای تسویه بازار توان راکتیو در نظر گرفته شده، صورت پذیرفته است. علاوه بر این، در این سناریو منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز قابلیت تولید توان راکتیو نامتعادل را دارند، اما همچنین محدودیت نامتعادلی ولتاژ در نظر گرفته نشده است. شایان ذکر است که با توجه به تابع هدف پیشنهادی در این سناریو، پرداخت لازم به منابع انرژی پراکنده جهت تولید توان راکتیو نامتعادل انجام می شود.

نتایج تسویه بازار و خروجی های توان راکتیو منابع و شبکه بالادست، در این سناریو در جدول (۳) ارائه شده است. با توجه به جدول (۳)، مشخص است که به علت تولید توان راکتیو نامتعادل توسط منابع پراکنده و پرداخت های انجام شده در این زمینه، هزینه پرداختی جهت تأمین توان راکتیو در این سناریو برابر با ۳۱۰ سنت است، که نسبت به سناریوی دوم، افزایش ۲۴ سستی را نشان می دهد. باین حال، در این سناریو باینکه پرداختی به منابع جهت تولید توان نامتعادل صورت پذیرفته، هزینه پرداختی توسط بهره بردار نسبت به سناریو ۱، به میزان ۳۳ سنت کاهش پیدا کرده است. بنابراین، این موضوع بیانگر آن است که با روش قیمت دهی پیشنهادی، با وجود اینکه بهره بردار سیستم به منابع انرژی پراکنده خود جهت تشویق و فراهم آوری توان نامتعادل پرداخت انجام داده، در نهایت هزینه های کل بهره بردار کاهش یافته است.

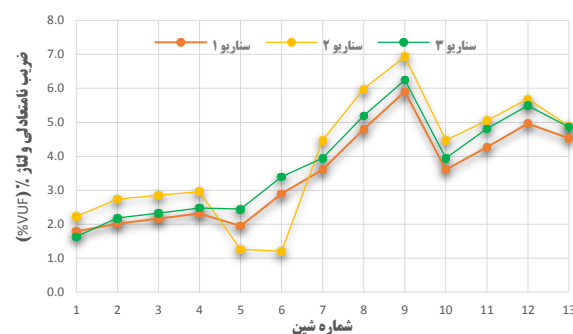
بنابراین با ساختار قیمت دهی پیشنهادی، هم تولیدکنندگان توان نامتعادل و هم بهره بردار در این حالت سود خواهند برد. البته باید به این موضوع توجه داشت که برای بهبود پارامترهای کیفیت توان سیستم همیشه نیاز به هزینه است. اما با توجه به روش پیشنهادی

۲.۵. حالات دوم و سوم

اگر محدودیت نامتعادلی ولتاژ شین‌های شبکه مطابق استاندارد IEEE Std 141-1993 در شبکه توزیع مورد مطالعه ۲٪ در نظر گرفته شود، همان گونه که از شکل (۴) مشخص است، نامتعادلی ولتاژ در سناریو ۱ و ۲ و ۳ به ترتیب در ۱۱، ۱۱ و ۱۲ شین از حد استاندارد خود تجاوز کرده است. بنابراین برای نشان دادن اهمیت تأثیر مشارکت منابع پراکنده در تولید توان راکتیو نامتعادل و تأثیرات آن بر بهبود نامتعادلی ولتاژ و هزینه‌های بازار، این سه سناریو در دو حالت دیگر با در نظر گرفتن ماکزیم نامتعادلی ولتاژ به میزان ۴٪ و ۲٪ در ادامه ارائه شده است. نتایج بازار و خروجی‌های توان راکتیو منابع و شبکه بالادست در این دو حالت برای تمام سناریوها به ترتیب در جداول (۴) و (۵) ارائه شده است.

می‌توان این کار را در یک بازار رقابتی و با حداقل تحمیل هزینه به بهره‌بردار سیستم انجام داد. پس مالکان این منابع تشویق به شرکت در تولید توان راکتیو نامتعادل شده و بهره‌بردار بازار برای تولید توان نامتعادل فراهم شده توسط این منابع، پرداختی لازم را انجام خواهد داد.

علاوه بر این، یکی از مسائل حائز اهمیت در سیستم‌های توزیع که همواره مورد توجه قرار می‌گیرد، پدیده نامتعادلی ولتاژ در شین‌های شبکه است. بنابراین ضریب نامتعادلی ولتاژ (VUF) شین‌ها در حالت اول در هر سه سناریوی بیان شده، در شکل (۴) نشان داده شده است.



شکل (۴): ضریب نامتعادلی ولتاژ شین‌ها در تمام سناریوها در حالت اول

جدول (۴): نتایج تولید توان راکتیو و هزینه پرداختی به منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز و شبکه بالادست در هر سه سناریو در حالت دوم

حالت دوم (VUF _{MAX} =%۴)									شماره TIDER	شماره شین
سناریو ۳			سناریو ۲			سناریو ۱				
پرداخت (Cent)	Su (KVA)	Q (KVar)	پرداخت (Cent)	Su (KVA)	Q (KVar)	پرداخت (Cent)	Su (KVA)	Q (KVar)		
۰	-	۰	۰	-	۰	۸۴	-	۱۳۴	Grid	۱
۶۸	۸	۴۴۳	۶۹	۵۳	۴۵۴	۱۹	۰	۲۰۴	۱	۴
۶۵	۹۲	۳۷۲	۵۶	۲۸۰	۳۷۵	۵۰	۰	۳۵۱	۲	۶
۹۵	۳۶	۵۵۱	۸۴	۳۰۷	۵۲۹	۱۵۴	۰	۷۳۲	۳	۸
۸۹	۷۳	۵۴۴	۸۱	۶۳	۵۴۱	۷۵	۰	۵۲۱	۴	۱۱
۳۱۷			۲۹۰			۳۸۲			مجموع پرداختی	

جدول (۵): نتایج تولید توان راکتیو و هزینه پرداختی به منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه فاز و شبکه بالادست در هر سه سناریو در حالت سوم

حالت سوم ($VUF_{MAX}=2\%$)									شماره TIDER	شماره شین
سناریو ۳			سناریو ۲			سناریو ۱				
پرداخت (Cent)	Su (KVA)	Q (KVAr)	پرداخت (Cent)	Su (KVA)	Q (KVAr)	پرداخت (Cent)	Su (KVA)	Q (KVAr)		
۹	-	۱۴	۰	-	۰	-	-	-	Grid	۱
۵۲	۱۸۶	۲۴۸	۳۶	۲۲۱	۳۰۹	-	-	-	۱	۴
۱۸۳	۳۸۸	۵۴۳	۱۲۱	۴۰۲	۵۶۷	-	-	-	۲	۶
۱۲۳	۲۴۲	۵۵۹	۹۷	۲۳۲	۵۷۴	-	-	-	۳	۸
۱۱۵	۱۸۶	۵۹۸	۷۴	۲۴۳	۵۱۷	-	-	-	۴	۱۱
۴۸۲			۳۲۸			-			مجموع پرداختی	

۳.۵. تحلیل نتایج

تحلیل دقیق اثربخشی ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی را فراهم می‌کند و نشان می‌دهد که این ساختار تا چه اندازه می‌تواند موجب ترغیب مشارکت فعال منابع انرژی پراکنده و در پی آن، ارتقای عملکرد فنی و اقتصادی سیستم توزیع گردد. در ادامه، تحلیل و تفسیر این نتایج به‌صورت تفصیلی ارائه شده است.

به‌منظور تحلیل دقیق جنبه‌های اقتصادی ساختار پیشنهادی، در جدول (۶) هزینه‌های تحمیل‌شده به منابع جهت تولید توان راکتیو نامتعادل، و همچنین مبالغ پرداختی به آن‌ها برای تأمین توان راکتیو به تفکیک تولید توان راکتیو متعادل و نامتعادل در تمامی سناریوها و حالت‌ها ارائه شده است. نتایج به‌دست‌آمده در این بخش، امکان ارزیابی و

جدول (۶): مقایسه هزینه پرداختی جهت تأمین توان راکتیو به تفکیک تولید توان راکتیو متعادل و نامتعادل و هزینه تحمیلی به منابع جهت تولید توان راکتیو نامتعادل در تمام سناریوها و حالت‌ها

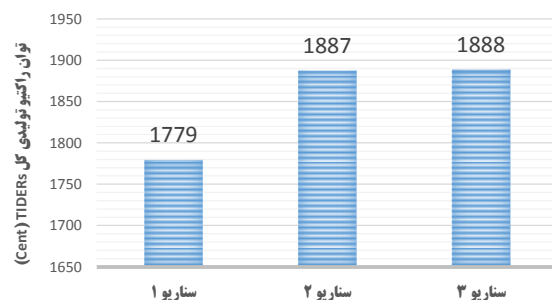
	حالت اول				حالت دوم				حالت سوم			
	بدون محدودیت VUF_{MAX}				$VUF_{MAX} = 4\%$				$VUF_{MAX} = 2\%$			
	پرداخت Q (Cent)	هزینه تحمیل‌شده Su (Cent)	پرداخت Su (Cent)	مجموع پرداختی (Cent)	پرداخت Q (Cent)	هزینه تحمیل‌شده Su (Cent)	پرداخت Su (Cent)	مجموع پرداختی (Cent)	پرداخت Q (Cent)	هزینه تحمیل‌شده Su (Cent)	پرداخت Su (Cent)	مجموع پرداختی (Cent)
سناریو ۱	۳۴۳	۰	۰	۳۴۳	۰	۰	۳۸۲	۳۸۲	-	-	-	-
سناریو ۲	۲۸۶	۱۰۳	۰	۲۸۶	۱۰۰	۰	۲۹۰	۲۹۰	۳۲۴	۱۶۳	۰	۳۲۴
سناریو ۳	۲۹۱	۱۹	۱۹	۳۱۰	۲۴	۲۴	۲۹۳	۳۱۷	۳۳۶	۱۴۶	۱۴۶	۴۸۲

۱.۳.۵. از دید منابع

مطابق شکل (۶)، اگرچه در سناریو ۲ میزان مشارکت منابع در تأمین توان راکتیو نسبت به سناریو ۱ از (KVAR) ۱۷۷۹ به (KVAR) ۱۸۸۷ افزایش یافته، مطابق شکل (۵)، به‌دلیل نادیده گرفتن هزینه‌های ناشی از تولید توان راکتیو نامتعادل در ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی آن‌ها، درآمد منابع از ۲۵۷ سنت به ۱۸۳ سنت کاهش یافته است. این موضوع نشان می‌دهد که اگرچه در سناریو ۲ منابع قادر به تولید توان راکتیو نامتعادل هستند و سطح مشارکت آن‌ها نسبت به سناریو ۱ افزایش یافته، به‌علت در نظر نگرفتن هزینه‌های تحمیل‌شده به منابع، این مشارکت نه‌تنها موجب بهبود درآمد و سودآوری آن‌ها نمی‌شود، بلکه می‌تواند منجر به زیان آن‌ها نیز گردد. درمقابل، در سناریو ۳ که هزینه‌های مرتبط با تولید توان راکتیو نامتعادل در تابع هدف و ساختار قیمت‌دهی بازار لحاظ شده‌اند، ضمن افزایش مشارکت منابع و تأمین توان راکتیو (KVAR) ۱۸۸۸، درآمد آن‌ها از ۲۵۷ سنت به ۳۱۰ سنت افزایش یافته است. این نتایج به‌خوبی اثبات می‌کنند که ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی توان راکتیو، نقش کلیدی در ارتقای همزمان مشارکت و منافع اقتصادی منابع پراکنده در بازار توان راکتیو ایفا می‌کند.

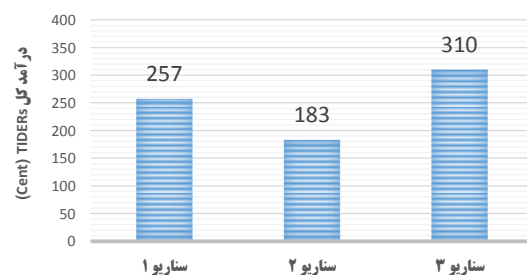
بنابراین اگر هزینه ناشی از تولید توان راکتیو نامتعادل در ساختار قیمت‌دهی در نظر گرفته نشود (مشابه سناریو ۲)، هزینه‌هایی که به منابع در اثر تولید توان راکتیو نامتعادل اعمال می‌شود، باعث کاهش درآمد و در نتیجه سود این منابع خواهد شد، اما اگر این هزینه‌ها در ساختار قیمت‌دهی لحاظ شود (مشابه سناریو ۳) علاوه‌بر اینکه درآمد

برای ارزیابی اهمیت ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی توان راکتیو از دید منابع، مقایسه‌ای میان میزان مشارکت و درآمد منابع در سناریوهای مختلف در حالت اول انجام شده است. در شکل (۵)، میزان مشارکت و توان راکتیو تأمین‌شده توسط کل منابع در هر سناریو نمایش داده شده است.



شکل (۵): تولید توان راکتیو کل منابع در هر سناریو در حالت اول

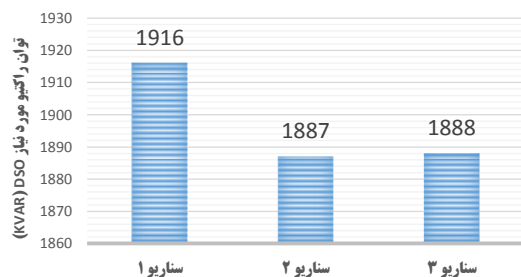
علاوه‌بر این، میزان درآمد کل منابع در هر سناریو برای مقایسه در شکل (۶) نشان داده شده است.



شکل (۶): درآمد کل منابع در هر سناریو در حالت اول

در نتیجه، شکل (۷) بیانگر آن است که اگر هزینه‌های ناشی از تولید توان راکتیو نامتعادل در ساختار قیمت‌دهی لحاظ نشود (مطابق سناریو ۲)، اگرچه ممکن است مجموع پرداختی DSO کاهش یابد، این کاهش ناپایدار خواهد بود؛ زیرا منابع در صورت مستقل بودن، مشارکت مؤثری نخواهند داشت. بنابراین ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی در سناریو ۳ این چالش را برطرف کرده است. از این رو، ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی نه تنها می‌تواند برای منابع درآمدزا باشد، بلکه باعث کاهش هزینه‌های DSO نیز خواهد شد.

به منظور ارزیابی اثربخشی ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی توان راکتیو از دیدگاه فنی برای بهره‌بردار سیستم توزیع، مقایسه‌ای میان میزان توان راکتیو مورد نیاز سیستم در هر سناریو در حالت اول انجام شده است. بنابراین در شکل (۸)، مقدار توان راکتیو مورد نیاز سیستم در هر یک از سناریوهای تعریف شده در حالت اول نمایش داده شده است.



شکل (۸): توان راکتیو مورد نیاز DSO در هر سناریو در حالت اول

مطابق شکل (۸)، در سناریوهای ۲ و ۳، میزان توان راکتیوی مورد نیاز سیستم در مقایسه با سناریو ۱ از مقدار (KVAR) ۱۹۱۶ به ترتیب به (KVAR) ۱۸۸۷ و (KVAR) ۱۸۸۸ کاهش یافته است. این کاهش نشان‌دهنده نقش قابل توجه و مؤثر منابع تولید پراکنده در کاهش نیاز کلی شبکه به توان راکتیو است. دلیل این اثرگذاری آن است که این منابع به علت پراکندگی در شبکه توزیع و تزریق توان راکتیو در نزدیکی محل مصرف، موجب کاهش جریان توان راکتیو در خطوط توزیع می‌شود؛ در نتیجه، نه تنها تلفات شبکه کاهش می‌یابد، بلکه نیاز کلی سیستم به توان راکتیو نیز به طور مؤثری کمتر خواهد شد.

همچنین به منظور ارزیابی اهمیت مشارکت منابع جهت تولید توان راکتیو نامتعادل از دیدگاه نامتعادلی ولتاژ در سیستم توزیع، حالت سوم مورد بررسی قرار گرفته است. همان‌طور که از جدول (۵) مشاهده می‌شود، پیاده‌سازی سناریو ۱ با توجه به محدودیت نامتعادلی اعمال شده، امکان‌پذیر نبوده است. این موضوع به وضوح نشان می‌دهد که در صورت عدم مشارکت منابع در تأمین این خدمت جانبی، دستیابی

منابع کاهش پیدا نخواهد کرد، به علت قابلیت ایجاد شده در آن‌ها باعث تولید توان راکتیو بیشتر توسط منابع و در نتیجه افزایش درآمد و سود آن‌ها خواهد شد.

۲.۳.۵. از دید DSO

به منظور ارزیابی اثربخشی ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی توان راکتیو از دیدگاه اقتصادی برای بهره‌بردار سیستم توزیع، مقایسه‌ای میان پرداختی بهره‌بردار سیستم توزیع در هر سناریو در حالت اول در شکل (۷) نشان داده شده است. این ارزیابی با هدف بررسی بار مالی تحمیل شده بر DSO در چارچوب ساختار قیمت‌دهی ارائه شده، صورت پذیرفته است.



شکل (۷): پرداختی DSO برای تأمین توان راکتیو در هر سناریو در حالت اول

مطابق شکل (۷)، مقایسه پرداختی DSO در این سه سناریو نشان می‌دهد که مجموع پرداختی از ۳۴۳ سنت در سناریوی ۱ به ۲۸۶ سنت در سناریوی ۲ و ۳۱۰ سنت در سناریوی ۳ کاهش یافته است. اگرچه در سناریوی ۲ از دیدگاه DSO به صرفه‌ترین حالت به نظر می‌رسد، باید توجه داشت که در این سناریو، هزینه‌های تحمیلی ناشی از تولید توان راکتیو نامتعادل به منابع لحاظ نشده است؛ بنابراین در صورتی که این منابع تحت مالکیت DSO نباشند، در صورت عدم پرداخت هزینه‌های تحمیلی، تمایلی به مشارکت در تولید توان راکتیو نامتعادل از خود نشان نخواهند داد؛ در نتیجه، سناریو ۲ از دیدگاه عملیاتی و اجرایی قابل اتکا نیست. از این رو، ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی به عنوان راهکاری مؤثر برای رفع این چالش ارائه شده است. بنابراین، در سناریو ۳ که ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی لحاظ شده است، با وجود اینکه DSO مبلغی معادل ۱۹ سنت بابت تولید توان راکتیو نامتعادل به منابع پرداخت می‌کند، مجموع پرداختی آن همچنان نسبت به سناریوی ۱ کاهش یافته و به طور کل ۳۳ سنت کاهش هزینه حاصل شده است. این نتیجه نشان می‌دهد که اعمال ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی، نه تنها موجب حفظ مشارکت منابع مستقل می‌شود، بلکه از دید اقتصادی نیز به نفع بهره‌بردار سیستم توزیع خواهد بود.

۶. نتیجه‌گیری

همان‌طور که در این مقاله نشان داده شد، تولید توان راکتیو نامتعادل هزینه‌های اضافی را بر TIDERها تحمیل می‌کند. این هزینه‌ها باعث می‌شود که مالکان TIDERها تمایلی به تولید توان راکتیو نامتعادل از خود نشان ندهند. بنابراین، در یک سیستم قدرت تجدید ساختار شده، انگیزه دادن به فعالان بازار برای تولید توان راکتیو نامتعادل بسیار حائز اهمیت است. در همین راستا، ساختار جدیدی برای قیمت‌دهی توان راکتیو توسط TIDERها پیشنهاد شده است تا هزینه‌های تحمیل‌شده به آن‌ها در تولید توان راکتیو نامتعادل را نیز پوشش دهد.

همان‌طور که نشان داده شد، اگر هزینه ناشی از تولید توان راکتیو نامتعادل در ساختار قیمت‌دهی در نظر گرفته نشود، هزینه‌هایی که به منابع در اثر تولید توان راکتیو نامتعادل اعمال می‌شود، باعث کاهش درآمد و در نتیجه سود این منابع خواهد شد، اما اگر این هزینه‌ها در ساختار قیمت‌دهی لحاظ شود، علاوه بر اینکه درآمد منابع کاهش پیدا نخواهد کرد، به‌علت قابلیت ایجادشده در آن‌ها باعث تولید توان راکتیو بیشتر توسط منابع و در نتیجه افزایش درآمد و سود آن‌ها خواهد شد. بنابراین ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی توان راکتیو، نقش کلیدی در ارتقای همزمان مشارکت و منافع اقتصادی منابع پراکنده در بازار توان راکتیو ایفا می‌کند.

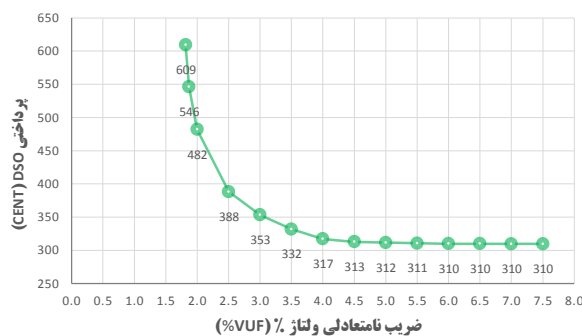
همچنین همان‌طور که نشان داده شد، اگر هزینه‌های ناشی از تولید توان راکتیو نامتعادل در ساختار قیمت‌دهی لحاظ نشود، منابع در صورت مستقل بودن، به‌علت کاهش درآمد و سود خود، تمایلی به مشارکت در تولید توان راکتیو نامتعادل از خود نشان نخواهند داد. در نتیجه، این منابع در صورت استقلال، مشارکت مؤثری در تأمین این خدمت جانبی نخواهند داشت. بر این اساس، ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی به‌عنوان راهکاری مؤثر برای رفع این چالش و بهبود عملکرد بهره‌بردار سیستم توزیع ارائه شده است. از سوی دیگر، در ساختار پیشنهادی، اگرچه بهره‌بردار سیستم توزیع هزینه‌ای را بابت تولید توان راکتیو نامتعادل به منابع پرداخت می‌کند، به‌دلیل تأمین توان راکتیو در محل مصرف و خرید آن از منابع ارزان‌تر، مجموع پرداختی DSO کاهش خواهد یافت. بنابراین، اعمال ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی نه تنها موجب حفظ و ترغیب مشارکت منابع مستقل شده است، بلکه از نظر اقتصادی نیز به سود بهره‌بردار سیستم توزیع خواهد بود.

همچنین نشان داده شد که در صورت عدم مشارکت منابع انرژی پراکنده در تأمین این خدمت جانبی، دستیابی به سطح مطلوب کاهش نامتعادلی ولتاژ در برخی شرایط شبکه توزیع امکان‌پذیر نخواهد بود.

به سطح مطلوب بهبود عدم تعادل در شبکه (کمتر از ۲٪) امکان‌پذیر نخواهد بود. درحالی‌که با مشارکت این منابع، تحقق این هدف (مشابه سناریو ۲ و ۳) امکان‌پذیر است. این موضوع اهمیت منابع تولید پراکنده و بهره‌گیری از آن‌ها برای پشتیبانی تعادل ولتاژ و بهبود عملکرد شبکه را به‌خوبی آشکار می‌سازد.

همچنین با مقایسه سناریو ۱ و ۳ در حالت اول و دوم اختلاف هزینه پرداختی در حالت اول بین سناریو ۳ و ۱، ۳۳ سنت می‌باشد، درحالی‌که در حالت دوم ۶۵ سنت است. این موضوع همچنین بر اهمیت افزایش مشارکت منابع در کاهش هزینه‌های تأمین توان راکتیو، به‌ویژه در شرایطی که محدودیت‌های مربوط به عدم تعادل ولتاژ در سطح پایین‌تری تعریف شده‌اند، تأکید دارد.

علاوه بر این، پرداختی به منابع در سناریو ۳ در حالت اول، دوم و سوم به ترتیب ۳۱۰، ۳۱۷ و ۴۸۲ سنت است که نشان‌دهنده حساسیت هزینه‌ها به پارامتر محدودیت نامتعادلی ولتاژ می‌باشد. بنابراین در ادامه حساسیت‌سنجی هزینه‌های بهره‌برداری در صورت تغییر VUF_{max} انجام شده است تا تأثیر تغییر این محدودیت بر هزینه‌های بهره‌برداری نشان داده شود. این حساسیت‌سنجی در شکل (۹) نشان داده شده است.



شکل (۹): حساسیت‌سنجی هزینه‌های پرداختی بر اساس VUF_{max}

همان‌طور که مشاهده می‌شود، با کاهش محدودیت نامتعادلی ولتاژ و در واقع متعادل‌سازی سیستم به‌شدت هزینه بهره‌برداری زیاد می‌شود. همچنین با توجه به منحنی حساسیت‌سنجی به‌دست‌آمده، تغییرات نامتعادلی ولتاژ در محدودیت‌های پایین، به‌مراتب نسبت به محدودیت‌های بالا به هزینه بیشتری نیاز دارد. تا جایی که حتی محدودیت نامتعادلی از یک مقدار مشخص در سیستم، با هر میزان هزینه و با تجهیزات موجود امکان‌پذیر نخواهد بود. با توجه به شکل (۹) در سیستم مورد مطالعه، کمترین محدودیت نامتعادل ولتاژ که می‌توان فراهم کرد برابر ۱/۸ درصد است. بنابراین گسترش منابع انرژی پراکنده مبتنی بر اینورتر سه‌فاز در شبکه، کنترل‌پذیری را به‌شدت افزایش خواهد داد.

ترغیب و تشویق خواهند شد. این مشارکت، ضمن ایجاد درآمد و سود برای مالکان منابع، منجر به کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و بهبود پارامترهای فنی در سیستم توزیع خواهد شد.

در حالی که با مشارکت این منابع، تحقق این هدف میسر می‌شود. این مسئله بر اهمیت به‌کارگیری منابع تولید پراکنده برای پشتیبانی از تعادل ولتاژ و بهبود عملکرد کلی شبکه تأکید دارد.

در نتیجه، با ساختار قیمت‌دهی پیشنهادی برای تولید توان راکتیو توسط منابع، مالکان آن‌ها به مشارکت در ارائه این خدمت جانبی

مراجع

- [1] Zhong, J., Bhattacharya, K., "Toward a competitive market for reactive power", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 4, pp. 1206-1215, 2002, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.805025>.
- [2] Zhong, J., Nobile, E., Bose, A., Bhattacharya, K., "Localized reactive power markets using the concept of voltage control areas", IEEE Transactions on power systems, Vol. 19, No. 3, pp. 1555-1561, 2004, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.831656>.
- [3] Zhong, J., Bhattacharya, K., "Reactive power management in deregulated electricity markets-A review", in 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 02CH37309), Vol. 2, pp. 1287-1292, 2002, <https://doi.org/10.1109/PESW.2002.985223>.
- [4] Ma, K., Fang, L., Kong, W., "Review of distribution network phase unbalance: Scale, causes, consequences, solutions, and future research directions", CSEE Journal of Power and Energy systems, Vol. 6, No. 3, pp. 479-488, 2020, <https://doi.org/10.17775/CSEJPES.2019.03280>.
- [5] Vassallo, M., et al., "Phase reconfiguration for power distribution networks with high DERs penetration", 2025, <https://orbi.uliege.be/handle/2268/327465>.
- [6] Potter, A., Haider, R., Ferro, G., Robba, M., Annaswamy, A., "A reactive power market for the future grid", Advances in Applied Energy, Vol. 9, p. 100114, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2022.100114>.
- [7] Oureilidis, K., et al., "Ancillary services market design in distribution networks: Review and identification of barriers", Energies, Vol. 13, No. 4, p. 917, 2020, <https://doi.org/10.3390/en13040917>.
- [8] Caldon, R., Coppo, M., Turri, R., "Voltage unbalance compensation in LV networks with inverter interfaced distributed energy resources", in 2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), pp. 527-532, 2012, <https://doi.org/10.1109/EnergyCon.2012.6348210>.
- [9] Coppo, M., Raciti, A., Caldon, R., Turri, R., "Exploiting inverter-interfaced DG for Voltage unbalance mitigation and ancillary services in distribution systems", in 2015 IEEE 1st International Forum on Research and Technologies for Society and Industry Leveraging a better tomorrow (RTSI), pp. 371-376, 2015, <https://doi.org/10.1109/RTSI.2015.7325126>.
- [10] Alathamneh, M., Ghanayem, H., Yang, X., Nelms, R., "Three-Phase Grid-Connected Inverter Power Control under Unbalanced Grid Conditions Using a Proportional-Resonant Control Method", Energies, Vol. 15, No. 19, p. 7051, 2022, <https://doi.org/10.1109/IECON48115.2021.9589120>.
- [11] Barrero-González, F., et al., "Photovoltaic Power Converter Management in Unbalanced Low Voltage Networks with Ancillary Services Support", Energies, Vol. 12, No. 6, p. 972, 2019, <https://doi.org/10.3390/en12060972>.
- [12] Lu, J., Nejabatkhah, F., Li, Y., Wu, B., "DG control strategies for grid voltage unbalance compensation", in 2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), pp. 2932-2939, 2014, <https://doi.org/10.1109/ECCE.2014.6953797>.
- [13] Czarnecki, L., "Energy Flow and Power Phenomena in Electrical Circuits: Illusions and Reality", Electrical Engineering (Archiv fur Elektrotechnik), Vol. 82, pp. 119-126, 2000, <https://doi.org/10.1007/s002020050002>.
- [14] Moradi, A., Yaghoobi, J., Zare, F., Kumar, D., "Impact of Unbalanced-load Condition on 0-9 kHz Current Harmonics in a Three-phase Power

- Converter", IEEE Access, 2021, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3131304>.
- [15] Farahani, H. F., Shayanfar, H., Ghazizadeh, M., "Modeling of stochastic behavior of plug-in hybrid electric vehicle in a reactive power market", Electrical Engineering, Vol. 96, pp. 1-13, 2014, <https://doi.org/10.1007/s00202-012-0272-4>.
- [16] Jafari Siahroodi, H., Mojallali, H., Mohtavipour, S. S., "A new stochastic multi-objective framework for the reactive power market considering plug-in electric vehicles using a novel metaheuristic approach", Neural Computing and Applications, Vol. 34, No. 14, pp. 11937-11975, 2022, <https://doi.org/10.1007/s00521-022-07081-z>.
- [17] Stekli, J., Bai, L., Cali, U., Halden, U., Dyrge, M. F., "Distributed energy resource participation in electricity markets: A review of approaches, modeling, and enabling information and communication technologies", Energy Strategy Reviews, Vol. 43, p. 100940, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100940>.
- [18] Miveh, M. R., Rahmat, M. F., Ghadimi, A. A., Mustafa, M. W., "Control techniques for three-phase four-leg voltage source inverters in autonomous microgrids: A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 54, pp. 1592-1610, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.079>.
- [19] Li, Y., Nejabatkhah, F., "Overview of control, integration and energy management of microgrids", Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, Vol. 2, No. 3, pp. 212-222, 2014. <https://doi.org/10.1007/s40565-014-0063-1>.
- [20] Afkar, H., Esmaeeli, M., "Complete Load Compensation in a Distribution Network with a Single-Stage PV Grid Interface Converter", Energy Engineering and Management, Vol. 12, No. 4, pp. 18-29, 2023, <https://doi.org/10.22052/10.2.10>.
- [21] Willems, J. L., "The IEEE standard 1459: What and why?", in 2010 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems, pp. 41-46, 2010, <https://doi.org/10.1109/AMPS.2010.5609324>.
- [22] Blasco, P. A., Montoya-Mira, R., Diez, J. M., Montoya, R., "An alternate representation of the vector of apparent power and unbalanced power in three-phase electrical systems", Applied Sciences, Vol. 10, No. 11, p. 3756, 2020, <https://doi.org/10.3390/app10113756>.
- [23] León-Martínez, V., Montañana-Romeu, J., Peñalvo-López, E., Valencia-Salazar, I., "Relationship between Buchholz's Apparent Power and Instantaneous Power in Three-Phase Systems", Applied Sciences, Vol. 10, No. 5, p. 1798, 2020, <https://doi.org/10.3390/app10051798>.
- [24] Ullah, N. R., Bhattacharya, K., Thiringer, T., "Wind farms as reactive power ancillary service providers—technical and economic issues", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 24, No. 3, pp. 661-672, 2009, <https://doi.org/10.1109/TEC.2008.2008957>.
- [25] Gandhi, O., Rodríguez-Gallegos, C. D., Zhang, W., Srinivasan, D., Reindl, T., "Economic and technical analysis of reactive power provision from distributed energy resources in microgrids", Applied energy, Vol. 210, pp. 827-841, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.154>.
- [26] Amjady, N., Rabiee, A., Shayanfar, H., "Pay-as-bid based reactive power market", Energy Conversion and Management, Vol. 51, No. 2, pp. 376-381, 2010, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2009.10.012>.
- [27] Zubiaga, M., Sanchez-Ruiz, A., Olea, E., Unamuno, E., Bilbao, A., Arza, J., "power capability boundaries for an inverter providing multiple grid support services", Energies, Vol. 13, No. 17, p. 4314, 2020, <https://doi.org/10.3390/en13174314>.
- [28] Singhal, A., Bharati, A., Ajjarapu, V., "Deriving DERs VAR-Capability Curve at TSO-DSO Interface to Provide Grid Services", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PP, pp. 1-14, 01/01 2022, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2022.3200024>.
- [29] Ayikpa, M. E., "Unbalanced distribution optimal power flow to minimize losses with distributed photovoltaic plants", Int. J. Electr. Comput. Eng. Electron. Commun. Eng, Vol. 11, pp. 181-186, 2017, <https://doi.org/10.5281/zenodo.1129161>.
- [30] Sereeter, B., Vuik, K., Witteveen, C., "Newton power flow methods for unbalanced three-phase distribution networks", Energies, Vol. 10, No. 10, p. 1658, 2017, <https://doi.org/10.3390/en10101658>.
- [31] Siahkali, H., "Power quality indexes for continue and discrete disturbances in a distribution area", in 2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference, pp. 678-683, 2008, <https://doi.org/10.1109/PECON.2008.4762561>.

- [32] Karagiannopoulos, S., Aristidou, P., Hug, G., "A centralised control method for tackling unbalances in active distribution grids", in 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), pp. 1-7, 2018, <https://doi.org/10.23919/PSCC.2018.8442493>.
- [33] IEEE PES Test Feeder, [Online]. Available: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources>.