Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers
Vol. 21 No. 4, 2024
DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.29

Generation Rescheduling to Ensure Small-Signal Stability in The Presence of Renewable Energy Sources

Hassan Golzari-kolur[1] , Seyed Mohammad-Taghi Bathaee[2] , Turaj Amraee[3]

[1] PhD Candidate, Department of Electrical Engineering, Faculty of Electrical Engineering, K. N. Toosi University of Technology, Tehran-Iran
h.golzari@email.kntu.ac.ir
[2] Professor, Department of Electrical Engineering, Faculty of Electrical Engineering, K. N. Toosi University of Technology, Tehran-Iran
bathaee@email.kntu.ac.ir
[3] Associate Professor, Department of Electrical Engineering, Faculty of Electrical Engineering, K. N. Toosi University of Technology, Tehran-Iran
amraee@email.kntu.ac.ir

Abstract :

With the increasing penetration of renewable energy sources (RES) in power systems, small-signal stability (SSS) is challenged due to the decreasing inertia. This paper proposes a sequential generation rescheduling model considering a generic dynamic model for RES, formulated as an optimal power flow (OPF) with SSS constraints (SSS-OPF) to improve the system damping ratio. The dynamic modeling of wind turbine generators, photovoltaic sources, and energy storage systems is possible using this general dynamic model. The sensitivity of eigenvalues with respect to active and reactive powers of generating units has been used to describe the SSS constraints. By employing the semi-definite programming (SDP) relaxation technique, the SSS-OPF model is converted to a convex optimization model. This leads to enhanced convergence reliability and improved computational efficiency in solving the model, rendering the proposed method suitable and applicable for large-scale power systems. This optimization model can be solved using the SDPT3 solver in MATLAB software. Case studies on the IEEE 9-bus and IEEE 39-bus systems are conducted to validate the proposed algorithm. The proposed generation re-scheduling method increases the damping ratio of the power system with a high penetration of RES.

Keywords: **Small signal stability, Optimal power flow, Renewable energy system, Generation rescheduling**

Article Type: Research

Received: 11. 03. 2024

Revised: 14. 05. 2024

Accepted: 01. 06. 2024

Corresponding author: T.Amraee

Corresponding author's address: Faculty of Electrical Engineering, K.N. Toosi University of Technology, Seyed-Khandan, Shariati Ave., Tehran, Iran

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

Copyright © 2024 The Authors. Published by Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers.
This work is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International license (https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/). Non-commercial uses of the work are permitted, provided the original work is properly cited.

1.Motivation of the work

In large-scale interconnected power systems, the small signal stability problem poses a significant threat to system security and reliability in the form of low-frequency oscillations and acts as a limiting factor in fully utilizing the capacity of transmission lines. The operation of modern power systems near stability limits due to deregulation of electricity markets and lack of grid expansion [1] and, on the other hand, the significant reduction in system inertia due to the replacement of synchronous machines with renewable resources [2], has further increased the importance of investigating and ensuring small signal stability.

there are two methods to improve small signal stability. The first method is the design of damping controllers, for example: power system stabilizer [3], adding control loops to flexible alternating current transmission system (FACTS) devices [4], etc. While these controllers are effective, they cannot always guarantee small signal stability [5]. On the other hand, in the field of operation, adjusting the operating point of the power system with stability considerations in mind can provide the necessary control strategy to stabilize the power system. This problem is modeled as the Optimal Power Flow (OPF) problem with Small Signal Stability Constraints (SSSC-OPF). Since security and stability considerations are taken into account, it has always been a concern for researchers.

1. Contributions

In this paper, the SSSC-OPF optimization problem is solved using a sequential approach. At each stage, the system equations are linearized locally to efficiently handle the discontinuity, nonlinearity of SSS constraints, and cyclic behavior of the mode related to the stability index. In this method, the system damping sensitivity to changes in active power and reactive power is considered. In order to guarantee convergence and increase computational efficiency, the proposed model is transformed into a convex problem using semi-definite relaxation. A general model is considered for renewable energy sources that can model the behavior of wind, solar and energy storage resources. Finally, by solving the problem, a set of candidate operating points with different generation costs and stability levels are extracted, which allows for a trade-off between economic efficiency and stability level for power system operation.

2. Procedures

According to the definition of small signal stability, the stability property of the linearized system is only established in the vicinity of the equilibrium point. However, in the OPF problem, the operating point defined by the optimization variables is changing. As a result, the small signal stability index loses its validity at these intermediate points. Therefore, the main challenge for solving the SSSC-OPF problem is the high discontinuity and nonlinearity of the stability index function. a sequential approach with step-by-step adjustment of the operating point is proposed to address this problem. The initial operating point is determined using standard OPF. then, the small signal stability of the system is analyzed using modal analysis. If the system is unstable or the damping ratio is not satisfactory, the next operating point is obtained by re-scheduling the generation. This process continues until a desired operating point with an appropriate damping ratio is reached. The advantage of the proposed method is the use of a convex optimization model, which provides a global solution. Additionally, generators are divided into increasing and decreasing groups using modal analysis and sensitivity, which increases the system damping ratio and convergence of the method.

3. Findings

The dynamic behavior of the power system for different penetration levels of wind sources was investigated using small signal stability. Eigenvalue analysis showed that renewable energy sources can significantly affect system stability. By increasing the penetration of wind resources (replacing synchronous generators with type 4 wind turbine generators) and as a result of reducing the inertia of the system, the damping of the system is reduced. The sensitivity of the damping ratio to the active and reactive power of generators can be used to improve system stability. Increasing (reducing) the active/reactive power of generators with positive (negative) sensitivity increases the level of system stability.

4. Conclusion

The increasing penetration of renewable energy sources and the resulting change in system inertia have a significant impact on the dynamic performance of the system. Therefore, ensuring the stability of the power system at different operating points is essential. In this paper, a new method for re-dispatching generation to ensure small signal stability and increase system damping in the presence of renewable energy sources is presented. With the replacement of type 4 wind turbine generators, small signal stability is weakened. The proposed method effectively manages the non-smooth and non-linear characteristics of the stability index by sequentially solving the optimization model. In each sub-step, the sensitivity of the damping coefficient to the active and reactive power of the generators is calculated to determine the path towards the stable and desired region. The proposed method model is converted into a convex optimization model using the semi-definite relaxation technique to be more computationally efficient and suitable for use in large-scale systems. Simulation results on the IEEE 9-bus and 39-bus systems show that the proposed method is effective in ensuring small signal stability.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

نشریه مهندسی برق و الکترونیک ایران

نشریه مهندسی برق و الکترونیک ایران، سال بیست و یکم، شماره چهارم، زمستان ۱۴۰۳، صفحات ۲۹-۴۴

DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.29

برنامه‌ریزی مجدد تولید جهت تضمین پایداری سیگنال کوچک در حضور منابع انرژی تجدیدپذیر

حسن گلزاری کلور[۱] ، سید محمدتقی بطحایی[۲] ، تورج امرایی[۳]

۱-دانشجوی دکتری- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی- تهران- ایران

h.golzari@kntu.ac.ir

۲- استاد- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی - تهران- ایران

bathaee@kntu.ac.ir

۳- دانشیار- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی - تهران- ایران

amraee@kntu.ac.ir

چکیده: با افزایش نفوذ منابع انرژی تجدیدپذیر در سیستم‌های قدرت، پایداری سیگنال کوچک (SSS) به دلیل کاهش اینرسی با چالش روبرو می‌شود. در این مقاله با در نظر گرفتن مدل دینامیکی عمومی برای منابع انرژی تجدیدپذیر، یک مدل بهینه سازی برنامه ریزی مجدد واحدهای تولیدی متوالی به صورت پخش بار بهینه با محدودیت SSS (SSS-OPF) با هدف بهبود پایداری سیگنال کوچک ارائه شده است. مدلسازی ژنراتور توربین بادی، منابع خورشیدی و سیستم ذخیره‌ساز انرژی با استفاده از این مدل دینامیکی عمومی امکان پذیر است. از حساسیت مقادیر ویژه نسبت به توان‌های حقیقی و راکتیو ژنراتورها برای توصیف محدودیت SSS استفاده شده است. با استفاده از تکنیک آرام‌سازی برنامه ریزی نیمه معین، مدل SSS-OPF به یک مدل بهینه سازی محدب تبدیل می‌شود. این امر سبب افزایش قابلیت اطمینان هم‌گرایی و بهبود کارایی محاسباتی حل مدل شده و روش پیشنهادی را برای سیستم‌های قدرت بزرگ مقیاس مناسب و کاربردی می‌کند. مدل بهینه سازی با استفاده از حل کننده SDPT3 در نرم افزار matlab قابل حل است. مطالعات موردی بر روی سیستم‌های ۹ باس IEEE و ۳۹ باس IEEE جهت اعتبارسنجی الگوریتم پیشنهادی انجام شده است. روش برنامه ریزی مجدد تولید، نسبت میرایی سیستم قدرت با نفوذ زیاد منابع انرژی تجدیدپذیر را افزایش می‌دهد.

کلمات کلیدی: پایداری سیگنال کوچک، پخش بار بهینه، منابع انرژی تجدیدپذیر، برنامه‌ریزی مجدد تولید

نوع مقاله: پژوهشی

دریافت: ۱۴۰۲/۱۲/۲۱

بازنگری: ۱۴۰۳/۰۲/۲۵

پذیرش: ۱۴۰۳/۰۳/۱۲

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر تورج امرایی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران – تهران – خیابان شریعتی - ضلع جنوب شرقی پل سید خندان –دانشکده‌ی برق دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی

حق انتشار این مستند، متعلق به نویسندگان آن است. ۱۴۰۳ ©. ناشر این مقاله، انجمن مهندسین برق و الکترونیک ایران است.

این مقاله تحت گواهی زیر منتشرشده و هر نوع استفاده غیرتجاری از آن مشروط بر استناد صحیح به مقاله و با رعایت شرایط مندرج در آدرس زیر مجاز است.

Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International license

(https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

۱- مقدمه

۱-۱- پیشینه و انگیزه پژوهش

در سیستم‌های قدرت بزرگ به هم پیوسته، مشکل پایداری سیگنال کوچک به صورت نوسانات فرکانس پایین به طور قابل توجهی امنیت و قابلیت اطمینان سیستم را تهدید می‌کند و به عنوان یک عامل محدود کننده، از استفاده کامل ظرفیت خطوط انتقال نیز جلوگیری می‌کند. بهره‌برداری سیستم‌های قدرت مدرن نزدیک به حدود پایداری به دلیل مقررات زدایی از بازارهای برق و عدم گسترش شبکه [۱] و از طرف دیگر کاهش قابل توجه اینرسی سیستم به دلیل جایگزینی ماشین‌های سنکرون با منابع تجدیدپذیر [۲]، اهمیت بررسی و تضمین پایداری سیگنال کوچک را بیش از پیش افزایش داده است.

به طور کلی دو روش برای بهبود پایداری سیگنال کوچک وجود دارد. روش اول طراحی کنترل کننده‌های میرایی است، به عنوان مثال: پایدارساز سیستم قدرت [۳،۴]، اضافه کردن حلقه‌های کنترلی بر روی دستگاه‌های سیستم انتقال جریان متناوب انعطاف پذیر[۱] (FACTS) [۷-۵] و غیره. اگرچه این کنترل کننده‌ها موثر هستند اما نمی‌توانند همیشه پایداری سیگنال کوچک را تضمین کنند [۸]. در مقابل در حوزه بهره‌برداری، تنظیم نقطه عملکرد سیستم قدرت با در نظر گرفتن ملاحضات پایداری می‌تواند استراتژی کنترلی لازم را برای پایدار کردن سیستم قدرت فراهم کند. این روش به صورت مسئله پخش بار بهینه با محدودیت پایداری سیگنال کوچک (SSSC-OPF) مدلسازی می‌شود؛ از آنجاییکه ملاحضات امنیتی و پایداری در نظرگرفته می‌شود همیشه مورد توجه محققین بوده است.

۱-۲- مرور ادبیات

در [۸] و [۹]، محدودیت پایداری سیگنال کوچک به ترتیب بر حسب حساسیت حداقل نسبت میرایی و حساسیت بزرگترین بخش حقیقی مقدار ویژه تعریف شده‌اند. در [۱۰]-[۱۱]، معیار پایداری سیگنال کوچک به گونه‌ای در نظر گرفته شده است که بزرگترین بخش حقیقی تمام مقادیر ویژه باید از یک آستانه مشخص کمتر باشد. یک مسئله مهم، همانطور که در [۸]-[۱۱] گزارش شده است، این است که حداقل نسبت میرایی یا بزرگترین بخش حقیقی مقادیر ویژه را می‌توان به عنوان شاخص پایداری سیگنال کوچک انتخاب کرد.

به دلیل ماهیت غیر هموار محدودیت پایداری سیگنال کوچک، حل مسئله SSSC-OPF می‌تواند بسیار چالش برانگیز باشد. برای مدیریت این مسئله در [۱۲]، حساسیت‌های مرتبه اول و دوم مقادیر ویژه برای به روز رسانی ماتریس‌های گرادیان و هسین در الگوریتم نقطه داخلی اولیه-دوگانه استفاده شده است؛ که این موضوع باعث افزایش قابل توجه زمان پردازش روش پیشنهادی می‌شود. حساسیت عددی مقادیر ویژه ماتریس حالت سیستم قدرت نسبت به توان اکتیو واحدهای تولیدی محاسبه شده است [۸]. هدف از این محاسبه، انتخاب ژنراتورهایی است که می‌توان با برنامه‌ریزی مجدد آنها، قابلیت انتقال توان سیستم را بهبود بخشید. در مرجع [۱۳]، یک استراتژی کنترل پیشگیرانه بهینه برای تضمین سطح مناسب امنیت در شرایط بارگذاری سنگین ارائه شده است. به دلیل غیرخطی و غیرهموار بودن محدودیت پایداری سیگنال کوچک، تجزیه و تحلیل پایداری و حساسیت فقط در نقطه عملیاتی اولیه معتبر است. بنابراین، روش ارائه شده نمی‌توانند همگرایی مسئله بهینه‌سازی را تضمین کنند. در [۱۴]، نویسندگان از فرمول‌بندی برنامه‌ریزی نیمه‌معین غیرخطی (NLSDP) برای اعمال محدودیت آبسیسا طیفی[۲] در OPF به صورت یک محدودیت غیرخطی هموار استفاده کرده‌اند. با این وجود، این رویکرد به دلیل محدودیت‌های NLSDP مانند استفاده از متغیرهای ماتریس متراکم و همچنین نیاز به معکوس ماتریس در فرایند استخراج محدودیت پایداری سیگنال کوچک با استفاده از قضیه لیاپانوف، برای سیستم‌های قدرت بزرگ کارایی ندارد. در الگوریتم برنامه‌ریزی مجدد تولید ارائه شده در [۱۵]، ژنراتورهای بحرانی با استفاده از ضریب مشارکت نرمال‌شده شناسایی می‌شوند. هدف از این کار، تضمین پایداری سیگنال کوچک و حفظ قابلیت انتقال موجود در شرایط تنش سیستم قدرت است. در [۱۶]، یک روش جدید برای محاسبه تحلیلی حساسیت مقدار ویژه ارائه شده است که مدل شبکه را نیز حفظ می‌کند. این روش به منظور انتخاب موثرترین ژنراتورها برای حذف نوسانات فرکانس پایین، با در نظر گرفتن پارامترهای عملیاتی مختلف، به کار می‌رود. الگوریتمی برای تعیین حداقل توزیع مجدد تولید ارائه در[۱۷] شده است. این الگوریتم می‌تواند مدهای نوسانی خاص را به نزدیک‌ترین مرز امنیتی سیگنال کوچک منتقل کند و ضریب میرایی مورد نظر را تضمین کند. در [۱۸]، از درخت طبقه بندی برای فرمول بندی پایداری سیگنال کوچک به عنوان یک محدودیت در پخش بار بهینه استفاده شده است. در مرجع[۱۹]، شرایط کافی برای پایداری سیگنال کوچک به صورت یک نابرابری ماتریس دوخطی ارائه شده است. این نابرابری بر اساس مدل‌سازی معادلات جبری-دیفرانسیلی با حفظ ساختار شبکه به دست آمده است. در [۲۰]، معیار جدیدی برای پایداری بر اساس انرژی نوسانات بین ناحیه‌ای ارائه شده است. این معیار سپس در مسئله پخش بار بهینه به کار گرفته شده تا اثر نقطه عملیاتی بر دینامیک شبکه‌های قدرت بررسی شود. در [۲۱]، یک روش برنامه‌ریزی درجه دوم متوالی همراه با نمونه‌گیری گرادیان برای مقابله با ویژگی غیرهموار تابع آبسیسا طیفی پیشنهاد شده‌است. در [۲۲]، برای افزایش سرعت همگرایی SSSC-OPF، یک روش برنامه‌ریزی متوالی پیشنهاد شده است که مسئله اصلی را به تعدادی زیرمسئله تجزیه می‌کند. هر زیرمسئله شامل دو مسئله بهینه‌سازی غیرخطی است. به همین دلیل، روش پیشنهادی از نظر محاسباتی پیچیده و زمان‌بر است. در مقاله [۲۳]، یک روش برنامه‌ریزی متوالی درجه دوم محدب پیشنهاد شده است که از نظر محاسباتی ساده‌تر و سریع‌تر از روش‌های بررسی شده است. در این روش، اثر تغییر شرایط بهره‌برداری بر مقادیر ویژه بحرانی سیستم در نظر گرفته شده است.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

همچنین، اپراتور می‌تواند نقطه عملیاتی مورد نظر خود را از میان مجموعه‌ای از نقاط عملیاتی انتخاب کند. در [۲۴]، یک طبقه‌بندی‌کننده شبکه عصبی با توابع فعال‌سازی ReLU برای تخمین معیار پایداری سیگنال کوچک آموزش داده شده است. سپس، محدودیت‌های حاصل به عنوان مجموعه‌ای از محدودیت‌های خطی با متغیرهای دودویی به مسئله OPF اضافه می‌شوند تا یک برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح مختلط ایجاد شود. در نهایت، معادلات خطی‌سازی می‌شوند تا مسئله به یک برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح مختلط تبدیل شود. در مرجع [۲۵]، رویکرد جدیدی با استفاده از sub-DMD بازگشتی مبتنی بر تجزیه LQ برای شناسایی رابطه بین توان خروجی ژنراتور و میرایی مدهای سیستم قدرت ارائه شده است. سپس، یک استراتژی توزیع مجدد تولید با پشتیبانی ضریب مشارکت برای بهبود نسبت میرایی سیستم قدرت پیشنهاد می‌شود.

تمامی مراجع بررسی‌شده، سیستم‌های قدرت سنتی (فاقد منابع انرژی تجدیدپذیر) را به عنوان سیستم مورد مطالعه خود در نظر گرفته‌اند. در [۲۶]، از محدودیت‌های نیمه‌معین مثبت برای نشان دادن محدودیت SSS در ریزشبکه‌ها استفاده شده است. سپس، یک مدل برنامه‌ریزی نیمه‌معین برای SSS-COPF یک ریزشبکه با اینورتر غالب ارائه شده است. بر اساس قضیه دوم لیاپانوف، مدل بهینه‌سازی غیرخطی به یک مدل برنامه‌ریزی نیمه‌معین تبدیل می‌شود که به طور قابل توجهی کارایی محاسباتی را افزایش می‌دهد. در [۲۷]، یک مدل SSS-COPF مقاوم برای ژنراتورهای القایی دوسو تغذیه[۳] (DFIGs) با در نظر گرفتن دینامیک و توان خروجی نامشخص آنها ارائه شده است. مدل بهینه‌سازی با استفاده از تکنیک آرام‌سازی نیمه معین[۴] (SDR) به یک مدل محدب تبدیل می‌شود. آنالیز پایداری سیگنال کوچک فقط در نقطه کار اولیه انجام می‌شود.

۱-۳- شکاف پژوهشی و نوآوری

نویسندگان مقاله [۲۷] با محاسبه حساسیت مقادیر ویژه نشان دادند که مد بحرانی سیستم به کنترل توان راکتیو ناشی از منابع خورشیدی به مراتب حساس‌تر از توان اکتیو است. هیچ مطالعه قبلی اثربخشی توزیع مجدد توان راکتیو را برای میرایی نوسانات الکترومکانیکی در نظر نگرفته است. به علاوه با تغییر نقطه کار سیستم، ممکن است مقدار ویژه مرتبط با شاخص پایداری از یک مد به مد دیگر تغییر کند [۸]. این امر می‌تواند منجر به نوسانات بین چندین مد بحرانی در طول فرآیند حل شود. همچنین در حالی که نفوذ منابع تجدیدپذیر در سیستم‌های قدرت به طور فزاینده‌ای در حال گسترش است، مطالعات بررسی شده به طور کافی این موضوع را مورد توجه قرار نداده‌اند.

نوآوری‌های اصلی این مقاله بدین شرح است: مسئله بهینه‌سازی SSSC-OPF با استفاده از رویکردی متوالی حل شده است. در هر مرحله، معادلات سیستم به صورت محلی خطی‌سازی می‌شوند تا با گسستگی، غیرخطی بودن محدودیت SSS و رفتار چرخه‌ای مد مربوط به شاخص پایداری، به طور کارآمدی برخورد شود. در این روش، حساسیت میرایی سیستم نسبت به تغییرات توان اکتیو و همچنین توان راکتیو در نظر گرفته می‌شود. به منظور تضمین همگرایی و افزایش کارایی محاسباتی، مدل پیشنهاد شده با استفاده از آرام‌سازی نیمه معین به یک مسئله محدب تبدیل می‌شود. مدل عمومی برای منابع انرژی تجدیدپذیر در نظر گرفته شده است که می‌تواند رفتار منابع بادی، خورشیدی و ذخیره‌ساز انرژی را مدل‌سازی کند. در نهایت، با حل مسئله مجموعه‌ای از نقاط بهره‌برداری کاندید با هزینه تولید و سطح پایداری متفاوت استخراج می‌شود که امکان مبادله بین بازده اقتصادی و سطح پایداری برای عملکرد سیستم قدرت را فراهم می‌کند.

۱-۴- ساختار مقاله

ادامه این مقاله به شرح زیر سازماندهی شده است. بخش دوم مدل عمومی منابع انرژی تجدیدپذیر را ارائه می‌دهد. بخش سوم به فرمول بندی مسئله اختصاص دارد. پایداری سیگنال کوچک و مسئله OPF به ترتیب در بخش‌های ۳،۱ و ۳،۲ به طور خلاصه معرفی و مدل‌سازی شده‌اند. در بخش چهارم، مدل سازی روش پیشنهادی توضیح داده شده است. بخش پنجم با استفاده از دو سیستم تست اثربخشی روش پیشنهادی را ارزیابی می‌کند. بخش ششم نتیجه گیری مقاله را ارائه می‌دهد.

۲- مدل منابع انرژی تجدیدپذیر

نیاز به مدل‌های عمومی استاندارد و قابل اعتماد برای شبیه‌سازی فناوری‌های تولید متغیر در سیستم‌های قدرت، منجر به توسعه نسل دوم مدل‌های عمومی (GM) توسط شورای هماهنگی برق غرب[۵] (WECC) در سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۱۵ شد [۲۸]. این مدل‌ها که شامل منابع بادی، خورشیدی و ذخیره‌سازها می‌شوند، در مقایسه با نسل قبلی خود، از نظر ساختار، عملکرد، قابلیت حمل و سایر جنبه‌ها ارتقای قابل توجهی یافته‌اند. اعتبارسنجی مدل‌های نسل دوم GM با استفاده از حجم عظیمی از داده‌های میدانی، نشان‌دهنده دقت و قابلیت اعتماد آن‌ها در توصیف دینامیک مقیاس الکترومکانیکی منابع تجدیدپذیر در سیستم‌های قدت مقیاس بزرگ است.

۲-۱- مدل حالت دائمی

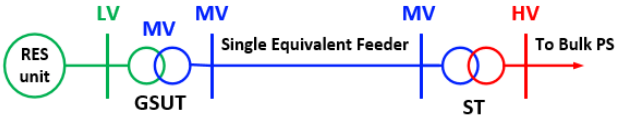
نیروگاه‌های تجدیدپذیر از مجموعه‌ای از منابع مجزا تشکیل شده‌اند که به یک سیستم جمع‌آورنده با ولتاژ متوسط متصل می‌شوند. به عنوان مثال، یک مزرعه بادی با مقیاس بزرگ، معمولاً شامل ده‌ها توربین بادی است که به یک نقطه اتصال واحد متصل می‌شوند. مدل‌سازی کامل چنین سیستم‌های بزرگی، زمان محاسباتی زیادی را در شبیه‌سازی‌های پخش بار و دینامیکی سیستم به خود اختصاص می‌دهد.کارگروه (WECC) برای حل این مشکل، استفاده از مدل‌های

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

معادل پخش بار و دینامیکی را برای کاهش زمان تجمیع داده و محاسبات در مطالعات، پیشنهاد می‌کند.

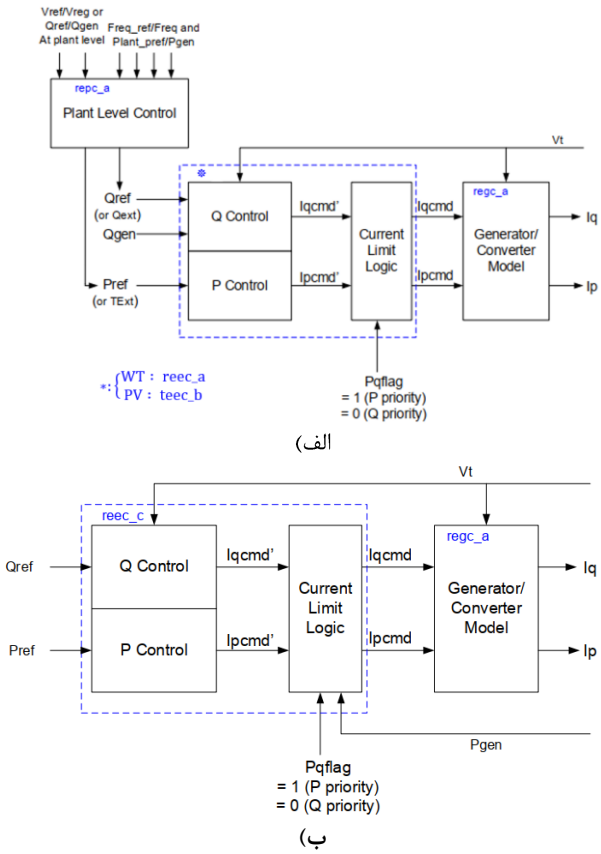
بر اساس توصیه WECC، برای مدلسازی حالت ماندگار یک نیروگاه تجدیدپذیر، از مدل معادل تک‌ماشینه استفاده می‌شود [۲۸]، [۲۹]. این مدل، چندین واحد تولیدی موجود در نیروگاه را به یک یا چند واحد بزرگتر با توان نامی برابر با مجموع توان نامی واحدهای منفرد، تجمیع می‌کند. این مدل که در شکل (۱) نشان داده شده مدل ساده تجمیعی نامیده می‌شود.



شکل (۱): مدل تجمیعی ساده منابع انرژی تجدیدپذیر [۲۶]

۲-۲- مدل دینامیکی

مدل عمومی نسل دوم با هدف ایجاد یک مدل انعطاف پذیر برای شبیه سازی طیف وسیعی از سیستم‌ها معرفی شد. این سیستم‌ها به صورت ماژولار طراحی شده‌اند تا توسعه و پیاده‌سازی فناوری‌های جدید را آسان‌تر کنند. **شکل (۲)** ساختار ماژولار منابع انرژی تجدیدپذیر (الف: توربین بادی نسل۴ و واحدهای خورشیدی، ب: منابع ذخیره ساز انرژی) را نشان می‌دهد.



شکل (۲): مدل ساده منابع انرژی تجدیدپذیر، الف) منبع بادی و فتوولتاییک، ب) ذخیره ساز انرژی [۲۸]

همانطور که نشان داده شده است، مدل‌های توربین باد نسل ۴ و واحدهای خورشیدی داری ساختار مشابهی هستند. این مدل‌ها دارای سه بلوک کنترل اصلی هستند [۲۸]:

- کنترل کننده واحدتولیدی که با نام «کنترل کننده واحد انرژی تجدیدپذیر[۶] (REPC)» شناخته می‌شود، نقشی کلیدی در انتخاب استراتژی کنترلی کل واحد تولیدی ایفا می‌کند. این کنترل کننده وظایف مختلفی از جمله کنترل ولتاژ و توان راکتیو و تنظیم توان اکتیو وابسته به فرکانس را بر عهده دارد. وظایف بیان شده در مدل‌های فتوولتائیک و توربین بادی یکسان هستند. این کنترل کننده نقاط تنظیم محلی اینورتر برای توان حقیقی و توان راکتیو، به عنوان ورودی برای REPC را تعیین می‌کند.
- سیستم کنترل الکتریکی که با نام «کنترل الکتریکی انرژی تجدیدپذیر[۷] (REEC)» شناخته می‌شود، شامل عملکردهای محلی اینورتر مانند: ویژگی عبور از خطا (FRT) با تزریق سریع جریان راکتیو، کنترل ولتاژ و توان راکتیو محلی و محدودیت جریان با توجه به اولویت بندی جریان حقیقی یا راکتیو می‌باشد. سه نسخه از این ماژول در دسترس است: ماژول REEC_A برای مدل‌های توربین بادی، ماژول REEC_B برای منابع فتوولتائیک و ماژول REEC_C برای سیستم‌های ذخیره ساز انرژی.
- کنترل ژنراتور که با نام «کنترل ژنراتور انرژی تجدیدپذیر[۸] (REGC) » شناخته می‌شود، آخرین بخش از سیستم کنترل است و با شبکه در ارتباط است. این بخش، نقاط تنظیم جریان (یا ولتاژ) که توسط بخش REEC محاسبه شده‌اند را به جریان‌ها (یا ولتاژهای) نهایی تحویل داده شده به شبکه تبدیل می‌کند. این عملکرد در مدل‌های فتوولتائیک، توربین بادی و ذخیره ساز انرژی یکسان است.

۳- فرمول‌بندی مساله

با تغییر شرایط بهره‌برداری سیستم، ویژگی‌های پایداری سیگنال کوچک و بازده اقتصادی آن تغییر می‌کنند. مدل سنتی OPF صرفاً بر بهینه‌سازی تولید برای کاهش هزینه‌های اقتصادی، مانند کل هزینه تولید یا تلفات انتقال، تمرکز دارد. در این مقاله، پایداری سیگنال کوچک به عنوان یک محدودیت اضافی در نظر گرفته شده و با مدل OPF سنتی ادغام می‌شود. هدف از این کار، ایجاد یک مدل جامع‌تر برای برنامه‌ریزی تولید است که علاوه بر اقتصادی بودن، پایداری سیستم را نیز تضمین کند.

۳-۱- پخش بار بهینه

مدل OPF سنتی به عنوان یک مسئله بهینه سازی با محدودیت، شامل یک تابع هدف برای کمینه کردن هزینه‌های عملیاتی با محدودیت‌های مساوی و محدودیت‌های نامساوی است. فرم استاندارد مسئله OPF به شرح زیر است:

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]
[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

$$\min_{\mathbf{y}} f(\mathbf{x}) \quad (۱)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (۲)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) \le \mathbf{0} \quad (۳)$$

$$\mathbf{x}_{\min} \le \mathbf{x} \le \mathbf{x}_{\max} \quad (۴)$$

معادله (۱) تابع هدف است که به عنوان یک تابع درجه دو از توان خروجی ژنراتورها در نظر گرفته می‌شود. محدودیت‌های برابری با (۲) نمایش داده می‌شوند که به طور معمول معادلات پخش بار هستند. مجموعه محدودیت‌های نابرابری (۳) شامل متغیرهای بهینه سازی مانند توان‌های حقیقی/راکتیو و فازورهای ولتاژ باس می‌باشند.

۳-۲- پایداری سیگنال کوچک

۳-۲-۱- معادلات دیفرنسیلی و جبری در سیستم‌های قدرت

الف) مدل ژنراتور: در این مقاله، از مدل ژنراتور سنکرون دو محوره که در تحلیل پایداری سیگنال کوچک کاربرد فراوانی دارد، استفاده شده است [۳۰]. این مدل در مقایسه با مدل کلاسیک که صرفاً برای مطالعات پایه ای مناسب است، واقع گرایانه تر می‌باشد. معادلات دیفرانسیل مربوط به ژنراتور $i \in \Omega_G$ را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (۵)$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{T_{Mi}}{M_i} - \frac{\left[E'_{qi} - X'_{di} I_{di}\right] I_{qi}}{M_i} - \frac{\left[E'_{di} - X'_{qi} I_{qi}\right] I_{di}}{M_i} \quad (۶)$$

$$\frac{dE'_{qi}}{dt} = -\frac{E'_{qi}}{T'_{doi}} - \frac{(X_{di} - X'_{di}) I_{di}}{T'_{doi}} + \frac{E_{fdi}}{T'_{doi}} \quad (۷)$$

$$\frac{dE'_{di}}{dt} = -\frac{E'_{di}}{T'_{qoi}} - \frac{(X_{qi} - X'_{qi}) I_{qi}}{T'_{qoi}} \quad (۸)$$

علاوه بر این، معادلات جبری استاتور مربوط به ژنراتور $i \in \Omega_G$ را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$E'_{di} - V_i \sin(\delta_i - \theta_i) - R_{si} I_{di} + X'_{qi} I_{qi} = 0 \quad (۹)$$

$$E'_{qi} - V_i \cos(\delta_i - \theta_i) - R_{si} I_{qi} - X'_{di} I_{di} = 0 \quad (۱۰)$$

ب) مدل تحریک کننده: در این مقاله، از مدل تحریک کننده (اکسایتر) IEEE نوع DC-1 برای هر ژنراتور استفاده شده است. معادلات دیفرانسیل مربوط به این مدل برای ژنراتور $i \in \Omega_G$ به شرح زیر می‌باشند:

$$\frac{dE_{fdi}}{dt} = -\frac{K_{Ei} + S_E(E_{fdi})}{T_{Ei}} E_{fdi} + \frac{V_{Ri}}{T_{Ei}}, \quad S_E(E_{fdi}) = A_{ei} e^{B_{ei} E_{fdi}} \quad (۱۱)$$

$$\frac{dV_{Ri}}{dt} = -\frac{V_{Ri}}{T_{Ai}} + \frac{K_{Ai}}{T_{Ai}} R_{fi} - \frac{K_{Ai} K_{Fi}}{T_{Ai} T_{Fi}} E_{fdi} + \frac{K_{Ai}}{T_{Ai}} (V_{refi} - V_i) \quad (۱۲)$$

$$\frac{dR_{Fi}}{dt} = -\frac{R_{Fi}}{T_{Fi}} + \frac{K_{Fi}}{(T_{Fi})^2} E_{fdi} \quad (۱۳)$$

ج) مدل شبکه: معادلات شبکه ارتباط بین توان تزریقی حقیقی و راکتیو در هر باس و بزرگی ولتاژ و زوایای فاز در تمام باس‌های سیستم را برقرار می‌کنند. در این مقاله، بارها به صورت توان ثابت مدل‌سازی شده‌اند. بنابراین، برای باس ژنراتور $i \in \Omega_G$، روابط زیر برقرار است:

$$I_{di} V_i \sin(\delta_i - \theta_i) + I_{qi} V_i \cos(\delta_i - \theta_i) + P_{Li}(V_i) - \sum_{k \in \Omega_B} V_i V_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) = 0 \quad (۱۴)$$

$$I_{di} V_i \cos(\delta_i - \theta_i) - I_{qi} V_i \sin(\delta_i - \theta_i) + Q_{Li}(V_i) - \sum_{k \in \Omega_B} V_i V_k Y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) = 0 \quad (۱۵)$$

برای باس‌های غیر ژنراتوری $i \in \Omega_{PQ}$، داریم:

$$P_{Li}(V_i) - \sum_{k \in \Omega_B} V_i V_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) = 0 \quad (۱۶)$$

$$Q_{Li}(V_i) - \sum_{k \in \Omega_B} V_i V_k Y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) = 0 \quad (۱۷)$$

۳-۲-۲- مدل عمومی پایداری سیگنال کوچک

پایداری سیگنال کوچک، توانایی سیستم قدرت در حفظ همزمانی تحت آشفتگی‌های کوچک مانند تغییر بار را نشان می‌دهد [۳۱]. برای مطالعه‌ی این نوع پایداری، رفتار دینامیکی سیستم‌های قدرت توسط مجموعه ای از معادلات دیفرانسیل و جبری (DAE) توصیف می‌شود [۳۰]. دینامیک ژنراتور به صورت معادلات دیفرانسیل و مدل شبکه به صورت معادلات جبری قابل بیان هستند. این معادلات را می‌توان به صورت فشرده به شکل زیر نوشت:

$$\dot{\mathbf{y}} = \mathbf{f}_1(\mathbf{y}, \mathbf{z}, \mathbf{d}) \quad (۱۸)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{f}_2(\mathbf{y}, \mathbf{z}) \quad (۱۹)$$

که در آن $\mathbf{y}$ و $\mathbf{z}$ به ترتیب بردارهای متغیرهای حالت سیستم و متغیرهای جبری هستند و $\mathbf{d}$ بردار ورودی سیستم است.در تحلیل پایداری سیگنال کوچک، اغلب از فرم خطی شده‌ی معادلات (۱۸) و (۱۹) استفاده می‌شود:

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\mathbf{y}} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{y} \\ \Delta\mathbf{z} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{E} \\ 0 \end{bmatrix} \Delta\mathbf{d} \quad (۲۰)$$

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

با فرض غیرمنفرد بودن ماتریس $\mathbf{D}$، می‌توان متغیر $\Delta\mathbf{z}$ را از مجموعه معادلات حذف نمود و خواهیم داشت:

$$\Delta\mathbf{z} = -\mathbf{D}^{-1}\mathbf{C}\Delta\mathbf{y} \quad (۲۱)$$

$$\Delta\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}_s\Delta\mathbf{y} + \mathbf{E}\Delta\mathbf{d} \quad (۲۲)$$

$$\mathbf{A}_s = \mathbf{A} - \mathbf{B}\mathbf{D}^{-1}\mathbf{C} \quad (۲۳)$$

$\mathbf{A}_s$ ماتریس حالت سیستم نامیده می‌شود. با مشخص شدن این ماتریس، می‌توان از طریق حل مسئله‌ی مقادیر ویژه، پایداری سیستم خطی را بررسی کرد.

$$\mathbf{A}_s\mathbf{v} = \Lambda\mathbf{v} \quad (۱۴)$$

$$\mathbf{A}_s^T\mathbf{u} = \Lambda^T\mathbf{u} \quad (۲۵)$$

ماتریس‌های $\mathbf{u}$ و $\mathbf{v}$ به ترتیب بردارهای ویژه چپ و راست و ماتریس Λ مقادیر ویژه را نشان می‌دهند. اگر تمام مقادیر ویژه ماتریس حالت سیستم بخش حقیقی غیرمثبت داشته باشند، سیستم از نظر پایداری سیگنال کوچک پایدار خواهد بود. در این مقاله، حداقل نسبت میرایی به عنوان شاخص پایداری سیگنال کوچک در نظر گرفته شده است.

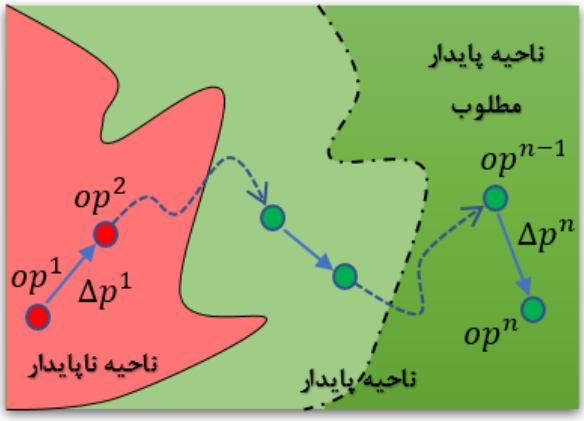
$$\xi = \frac{-\alpha}{\sqrt{\alpha^2+\beta^2}}, \quad \lambda = \alpha + \beta i \quad (۲۶)$$

$$\xi_{\min} = \min\{\xi(\lambda) : \lambda \in \lambda(\mathbf{A}_s)\} \quad (۲۷)$$

شاخص پایداری برای سیستم ناپایدار و پایدار به ترتیب به صورت $\xi_{\min} \geq 0$ و $\xi_{\min} \geq \xi_d$ در نظر گرفته می‌شود. ξ_d نسبت میرایی مطلوب از پیش تعیین شده است. با ادغام شاخص پایداری در مدل بهینه‌سازی OPF سنتی (معادلات ۱ تا ۴)، مسئله‌ی بهینه‌سازی پخش بار بهینه با پایداری سیگنال کوچک (SSSC-OPF) شکل می‌گیرد.

۴- مدلسازی روش پیشنهادی

با توجه به تعریف پایداری سیگنال کوچک، خاصیت پایداری سیستم خطی شده تنها در همسایگی نقطه تعادل برقرار است. در حالی که در حل مسئله OPF، نقطه عملیاتی تعریف شده توسط متغیرهای بهینه سازی در حال تغییر است. در نتیجه شاخص پایداری سیگنال کوچک در این نقاط میانی اعتبار خود را از دست می‌دهد. بنابر این چالش اصلی برای حل مسئله SSSC-OPF، ناپیوستگی و غیرخطی بودن بالای تابع شاخص پایداری است. همانطور که در شکل (۳) نشان داده شده است، برای مقابله با این مشکل، رویکردی متوالی با تنظیم گام به گام نقطه عملیاتی پیشنهاد شده است. با استفاده از OPF استاندارد، نقطه عملیاتی اولیه تعیین می‌شود و نقاط عملیاتی بعدی بر اساس روش پیشنهادی تعیین می‌شوند.



شکل (۳): نمایش روش پیشنهادی

۴-۱- مسئله برنامه‌ریزی مجدد تولید

مدل کنترل اصلاحی را می‌توان به صورت زیر بیان کرد:

۴-۱-۱- تابع هدف

حداقل تغییر توان خروجی ژنراتورها به عنوان تابع هدف در نظر گرفته می‌شود:

$$f(\mathbf{x}) = \sum_{i \in \square_G} c_i \Delta P_{Gi}^2 \quad (۲۸)$$

P_{Gi} نشان‌دهنده توان خروجی حقیقی ژنراتور و P_{Gi}^0 نشان‌دهنده توان خروجی حقیقی اولیه ژنراتور است. ΔP_{Gi} توان خروجی تنظیم‌کننده ژنراتور است که به صورت $\Delta P_{Gi} = P_{Gi} - P_{Gi}^0$ تعریف می‌شود. c_i ضریب هزینه ژنراتورها است. در این مقاله، برای ساده سازی، فرض بر این است که هزینه تمام ژنراتورها برابر با $c_i = 1$ است، بنابراین هدف به حداقل رساندن تغییرات در توان خروجی ژنراتورها است. بدون از دست دادن عمومیت، هر بردار هزینه دیگری را می‌توان در نظر گرفت.

۴-۱-۲- معادلات پخش بار

سیستم قدرت به صورت $\mathbf{P} = (\square_B, \square_L)$ در نظر گرفته شده است. هر شاخه (شامل خط انتقال و ترانسفورماتور) دارای یک سمت **از** باس i و یک سمت **به** باس k است [۳۲]. در فرآیند برنامه ریزی مجدد تولید، برای حفظ تعادل کل توان سیستم قدرت، معادلات پخش بار AC برای هر باس $i \in \square_B$ به صورت معادلات (۲۹) – (۳۲) در نظر گرفته می‌شود:

$$P_{Gi} - P_{Di} - g_i^{sh}|V_i|^2 = \sum_{(i,k)\in\square_L} P_{ik}^f - \sum_{(k,i)\in\square_L} P_{ki}^t \quad (۲۹)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - b_i^{sh}|V_i|^2 = \sum_{(i,k)\in\square_L} Q_{ik}^f - \sum_{(k,i)\in\square_L} Q_{ki}^t \quad (۳۰)$$

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

$$\frac{V_i}{\tau_{ik}}\left[\left(j\frac{b_{ik}}{2}+Y_{ik}\right)\frac{V_i}{\tau_l}-Y_{ik}V_i\right]^*=P_{ik}^f+Q_{ik}^f,\quad (i,k)\in\square_L \tag{۳۱}$$

$$V_i\left[-Y_{ik}\frac{V_i}{\tau_{ik}}+\left(j\frac{b_{ik}}{2}+Y_{ik}\right)V_i\right]^*=P_{ik}^t+jQ_{ik}^t,\quad (i,k)\in\square_L \tag{۳۲}$$

۴-۱-۳- محدودیت پایداری

در این مقاله معادلات جبری-دیفرانسیلی مستقیماً در مسئله SSSC-OPF پیشنهادی ادغام نمی‌شود، بلکه به جای آن یک تحلیل مقدار ویژه از ماتریس حالت سیستم حل می‌شود و سپس یک محدودیت خطی با استفاده از بسط تیلور نسبت میرایی تعریف می‌شود. تنها این محدودیت در مسئله SSSC-OPF گنجانده شده است، که باعث می‌شود مسئله قابل حل باشد.

$$\xi(\mathbf{x}_0+\Delta\mathbf{x})\square\ \xi(\mathbf{x}_0)+\frac{\partial\xi}{\partial\mathbf{x}}\Delta\mathbf{x} \tag{۳۳}$$

$\partial\xi/\partial\mathbf{x}$ حساسیت مرتبه اول نسبت میرایی است. با توجه به اینکه ما انتظار داریم در هر مرحله بهینه سازی رابطه $\xi(\mathbf{x}_0+\Delta\mathbf{x})\geq\xi(\mathbf{x}_0)+\Delta\xi$ برقرار باشد و با فرض اینکه خطی‌سازی ξ در همسایگی نقطه تعادل به اندازه کافی دقیق باشد، می‌توان معادله فوق را به صورت معادله (۳۴) بازنویسی کرد.

$$\frac{\partial\xi}{\partial\mathbf{x}}\Delta\mathbf{x}\geq\Delta\xi \tag{۳۴}$$

هدف از روش پیشنهادی، بهبود میرایی مقادیر ویژه بحرانی است. برای این منظور، با در نظر گرفتن وابستگی ضریب میرایی به توان حقیقی و راکتیو، محدودیت پایداری سیگنال کوچک در مسئله بهینه سازی به صورت زیر لحاظ می‌شود:

$$\sum_{i\in\square_G}\frac{d\xi}{dP_{Gi}}\Delta P_{Gi}+\sum_{i\in\square_G}\frac{d\xi}{dQ_{Gi}}\Delta Q_{Gi}\geq\Delta\xi \tag{۳۵}$$

Q_{Gi}^0 توان خروجی راکتیو اولیه ژنراتور است و تنظیم توان خروجی راکتیو ژنراتور به صورت $\Delta Q_{Gi}=Q_{Gi}-Q_{Gi}^0$ تعریف می‌شود. در مدل‌سازی مسئله، نسبت میرایی به عنوان یک قید و هزینه بهره برداری به صورت تابع هدف در نظر گرفته شده است. بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که میرایی مطلوب با کمترین هزینه ارائه می‌شود.

محاسبه حساسیت ضریب میرایی

برای محاسبه حساسیت مقدار ویژه، با استفاده از مسئله مقدار ویژه داریم:

$$\mathbf{A}_s\mathbf{v}_i=\lambda_i\mathbf{v}_i \tag{۳۶}$$

با محاسبه مشتق جزئی معادله نسبت به متغیر x_i داریم:

$$\frac{\partial\mathbf{A}_s}{\partial x_i}\mathbf{v}_i+\mathbf{A}_s\frac{\partial\mathbf{v}_i}{\partial x_i}=\frac{\partial\lambda_i}{\partial x_i}\mathbf{v}_i+\lambda_i\frac{\partial\mathbf{v}_i}{\partial x_i} \tag{۳۷}$$

اگر دو طرف معادله (۳۷) از سمت چپ در $\mathbf{u}_i$ ضرب شوند، معادله (۳۸) بدست می‌آید:

$$\frac{\partial\lambda_i}{\partial x_i}=\frac{\mathbf{u}_i^T\dfrac{\partial\mathbf{A}_s}{\partial x_i}\mathbf{v}_i}{\mathbf{u}_i^T\mathbf{v}_i} \tag{۳۸}$$

معادله فوق حساسیت مقدار ویژه فرم بسته نامیده می‌شود. برای محاسبه حساسیت ضریب میرایی نسبت به توان حقیقی، مشتق ماتریس $\mathbf{A}_s$ نسبت به توان حقیقی ژنراتور i ام به صورت معادله (۳۹) محاسبه می‌شود:

$$\frac{\partial A_s}{\partial P_{Gi}}=\frac{\partial A}{\partial P_{Gi}}-\frac{\partial B}{\partial P_{Gi}}D^{-1}C+BD^{-1}\frac{\partial D}{\partial P_{Gi}}D^{-1}C-BD^{-1}\frac{\partial C}{\partial P_{Gi}} \tag{۳۹}$$

بنابراین، حساسیت مقادیر ویژه نسبت به توان حقیقی ژنراتور محاسبه می‌شود. با استفاده از معادلات (۲۶) و (۳۸)، حساسیت مرتبه اول ضریب میرایی نسبت به توان حقیقی ژنراتور i ام به صورت معادله (۴۰) ارزیابی می‌شود:

$$\frac{\partial\xi}{\partial P_{Gi}}=\frac{-\beta^2}{\sqrt[3]{\alpha^2+\beta^2}}\frac{\partial\alpha}{\partial P_{Gi}}+\frac{\alpha\beta}{\sqrt[3]{\alpha^2+\beta^2}}\frac{\partial\beta}{\partial P_{Gi}} \tag{۴۰}$$

لازم به ذکر است که حساسیت مرتبه اول ضریب میرایی نسبت به توان راکتیو ژنراتور i ام به صورت مشابه محاسبه شده و در نتیجه معادله (۳۵) تشکیل می‌شود.

۴-۱-۴- محدودیت برنامه‌ریزی مجدد

در ابتدای هر زیرمرحله، حساسیت ضریب میرایی نسبت به توان‌های حقیقی و راکتیو ژنراتورها محاسبه می‌شود. اندازه و علامت جبری هر $\partial\xi/\partial x_i$ را می‌توان با ژنراتور iام متناظر مرتبط کرد تا نحوه برنامه ریزی مجدد آن مورد ارزیابی قرار گیرد. $\partial\xi/\partial x_i$ با علامت جبری مثبت (منفی) نشان می‌دهد که خروجی توان حقیقی/راکتیو ژنراتور آن باید برای افزایش شاخص پایداری افزایش (کاهش) یابد. بنابراین علامت جبری حساسیت جهت برنامه ریزی مجدد را تعیین می‌کند؛ ژنراتورهای با علامت جبری حساسیت مثبت (منفی) به عنوان ژنراتورهای قابل برنامه ریزی مجدد افزایشی (IRG) (کاهشی (DRG)) شناخته می‌شوند [۲۳]. از طرف دیگر ژنراتورهای با اندازه حساسیت بزرگتر، تأثیر بیشتری در بهبود میرایی سیستم دارند. تأثیر ژنراتورها در هر گروه را می‌توان از طریق ضریب مشارکت آنها به صورت معادلات (۴۱) - (۴۲) تعیین کرد:

$$pf_i^{IRG}=\frac{\partial\xi}{\partial P_{Gi}}\Big/\sum_{j\in\square_{IRG}}\frac{\partial\xi}{\partial P_{Gj}},\ i\in\square_{IRG} \tag{۴۱}$$

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

$$pf_i^{DRG} = \frac{\partial \xi}{\partial P_{Gi}} \Big/ \sum_{j \in \Omega_{DRG}} \frac{\partial \xi}{\partial P_{Gj}},\ i \in \Omega_{DRG} \tag{۴۲}$$

Ω_{IRG} و Ω_{DRG} بـه ترتیـب نشـان دهنـده مجموعـه ژنراتورهـای افزایشی (ژنراتورهایی که باید توان خروجی خـود را افـزایش دهنـد) و کاهشی (ژنراتورهایی که بایـد تـوان خروجـی خـود را کـاهش دهنـد) هستند. در هر زیر مرحله حداکثر توان قابل انتقـال از گـروه (DRG)، توسط ذخیره کل توان آن‌ها (معادله ۴۳) تعیـین مـی‌شـود. سـپس بـا استفاده از ضریب κ، مقدار توانی که باید از گـروه (DRG) بـه گـروه (IRG) منتقل شود، با استفاده از معادله (۴۴) محاسبه می‌شود:

$$P_{mTR}^{DRG} = \sum_{i \in \Omega_{DRG}} P_{Gi} - P_{Gi}^{\min} \tag{۴۳}$$

$$\Delta P_{TR} = \kappa \times P_{mTR}^{DRG} \tag{۴۴}$$

برای افزایش کارایی محاسـبه شـاخص پایـداری (افـزایش دقـت خطی سازی معادله (۳۳))، نباید میزان تبادل توان بین دو گروه در هر زیرمرحله زیاد در نظر گرفته شود. از طرف دیگر، اگر میزان تبادل توان کم در نظر گرفته شود، تعداد زیرمجموعه‌ها افزایش می‌یابد، که منجـر به زمان محاسباتی بالا می‌شود. مقدار تبادل توان تعیین شـده بایـد بـر اساس ضریب مشارکت به صورت زیر بین ژنراتورهای هر گـروه توزیـع شود:

$$\Delta P_i^{IRG} = pf_i^{IRG} \times \Delta P_{TR} \tag{۴۵}$$

$$\Delta P_i^{DRG} = pf_i^{DRG} \times \Delta P_{TR} \tag{۴۶}$$

با توجه به اینکه تعادل برنامه ریزی مجدد تـوان بـین دو گـروه باید رعایت شود، حداکثر ذخیره موجود در گروه (IRG)، که با معادلـه (۴۷) مشخص شده، باید از مقدار تبادل توان تعیین شده بزرگتر باشد.

$$P_{TR}^{IG} = \sum_{i \in \Omega_{IG}} P_{Gi}^{\max} - P_{Gi} \tag{۴۷}$$

پس از تعیین سهم هر ژنراتـور در مقـدار تبـادل تـوان مشـخص شده، محدودیت‌های تغییر توان به صورت معادله (۴۸) به مدل مسـئله اضافه می‌شود:

$$\begin{aligned} &\mathbf{0} \le sign\left(\frac{\partial \xi}{\partial \mathbf{P}_G}\right) \times \Delta \mathbf{P}_G \le \Xi, \\ &\Xi = \left\{ \Delta \mathbf{P}^{IRG}\ \ \Delta \mathbf{P}^{DRG} \right\} \end{aligned} \tag{۴۸}$$

لازم به ذکر است که به شیوه‌ای مشابه محدودیت‌های تغییر توان راکتیو محاسبه شده (معادله (۴۹)) و به مدل مسئله اضافه می‌شود:

$$\begin{aligned} &\mathbf{0} \le sign\left(\frac{\partial \xi}{\partial \mathbf{Q}_G}\right) \times \Delta \mathbf{Q}_G \le \Theta, \\ &\Theta = \left\{ \Delta \mathbf{Q}^{IRG}\ \ \Delta \mathbf{Q}^{DRG} \right\} \end{aligned} \tag{۴۹}$$

۴-۱-۵- محدودیت ولتاژ

این محدودیت‌ها حداقل و حداکثر ولتاژ مجاز در هر باس سیستم قدرت را مشخص می‌کنند.

$$V_i^{\min} \le V_i \le V_i^{\max} \tag{۵۰}$$

۴-۲- مدل برنامه‌ریزی مجدد

مدل مسئله بهینه سازی برنامه ریزی مجدد تولید را می‌توان به صورت مجموعه معادلات (۵۱) خلاصه کرد:

$$\begin{aligned}
\min\quad & f(\mathbf{x}) = \sum_{i \in \Omega_G} c_i \Delta P_{Gi}^2 \\
\text{s.t.}\quad & P_{Gi} - P_{Di} - g_i^{sh} |V_i|^2 = \sum_{(i,k) \in \Omega_L} P_{ik}^f - \sum_{(k,i) \in \Omega_L} P_{ki}^t \\
& Q_{Gi} - Q_{Di} - b_i^{sh} |V_i|^2 = \sum_{(i,k) \in \Omega_L} Q_{ik}^f - \sum_{(k,i) \in \Omega_L} Q_{ki}^t \\
& \frac{V_i}{\tau_{ik}} \left[\left(j\frac{b_{ik}}{2} + Y_{ik} \right) \frac{V_i}{\tau_l} - Y_{ik} V_i \right]^* = P_{ik}^f + Q_{ik}^f, \quad (i,k) \in \Omega_L \\
& V_i \left[-Y_{ik} \frac{V_i}{\tau_{ik}} + \left(j\frac{b_{ik}}{2} + Y_{ik} \right) V_i \right]^* = P_{ik}^t + jQ_{ik}^t, \quad (i,k) \in \Omega_L \\
& \sum_{i \in \Omega_G} \frac{d\xi}{dP_{Gi}} \Delta P_{Gi} + \sum_{k \in \Omega_G} \frac{d\xi}{dQ_{Gi}} \Delta Q_{Gi} \ge \Delta \xi \\
& \mathbf{0} \le sign\left(\frac{\partial \xi}{\partial \mathbf{P}_G}\right) \times \Delta \mathbf{P}_G \le \Xi, \\
& \mathbf{0} \le sign\left(\frac{\partial \xi}{\partial \mathbf{Q}_G}\right) \times \Delta \mathbf{Q}_G \le \Theta, \\
& V_i^{\min} \le V_i \le V_i^{\max}
\end{aligned} \tag{۵۱}$$

۴-۳- آرم‌سازی نیمه معین

به دلیل محدودیت‌های غیرمحدب (معادلات پخـش بـار)، مـدل بهینـه سازی (۵۱) غیرخطی و غیرمحدب است. استفاده از روش‌هـای محلـی برای حل این مسئله، تضمینی برای بهینه بودن پاسخ ارائـه نمی‌کنـد. علاوه بر این، برای سیستم‌های بزرگ - مقیاس غیرقابل حل است.

از آنجا که معادلات پخش بار نسـبت بـه V غیرخطـی هسـتند، برای تضمین وجود یک ناحیه عملیاتی محدب، روش‌های آرام‌سازی در ادبیات ارائه شده‌اند. ایـن روش‌هـا از مجموعـه‌ای جدیـد از متغیرهـای تصمیم‌گیری بـرای جـایگزینی ولتـاژ V اسـتفاده می‌کننـد تـا حـل معادلات را ساده‌تر کنند. آرام‌سازی برنامه ریزی نیمـه معـین[۹]، ابـزاری قدرتمند برای محدب سازی معادلات پخش بـار AC اسـت [۳۳]. در آرام‌سـازی برنامـه ریـزی نیمـه معـین متغیرهـای تصـمیم مـرتبط بـا فازورهای ولتاژ با ماتریس $W = VV^H$ جایگزین می‌شوند، که در آن

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

نماد H نشان‌دهنده‌ی ترانهاده‌ی هرمیتی است. بنابراین با استفاده از آرام‌سازی نیمه معین برای معادلات پخش بار داریم:

$$P_{Gi} - P_{Di} - g_i^{sh} W_{ii} = \sum_{(i,k)\in\square_L} P_{ik}^f - \sum_{(k,i)\in\square_L} P_{ki}^t \quad (۵۲)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - b_i^{sh} W_{ii} = \sum_{(i,k)\in\square_L} Q_{ik}^f - \sum_{(k,i)\in\square_L} Q_{ki}^t \quad (۵۳)$$

$$\frac{1}{|\tau_{ik}|^2}\left(j\frac{b_{ik}}{2} + Y_{ik}\right)^* W_{ii} - \frac{Y_{ik}^*}{\tau_{ik}} W_{ik} = P_{ik}^f + Q_{ik}^f, \quad (i,k)\in\square_L \quad (۵۴)$$

$$-\left(\frac{Y_{ik}}{\tau_{ik}}\right)^* W_{ki} + \left(j\frac{b_{ik}}{2} + Y_{ik}\right)^* W_{kk} = P_{ik}^t + jQ_{ik}^t, \quad (i,k)\in\square_L \quad (۵۵)$$

همچنین محدودیت ولتاژ (معادله (۵۰)) به صورت زیر بازنویسی می‌شود:

$$V_i^{\min^2} \le W_{ii} \le V_i^{\max^2} \quad (۵۶)$$

می‌توان نشان داد که اگر و تنها اگر $W \succeq 0$ و $rank(W) = 1$ باشد، رابطه $W = VV^H$ برقرار است. آرام-سازی نیمه معین مدل (۵۱) با حذف محدویت رتبه به دست می‌آید [۳۴].

۴-۴- برنامه ریزی مجدد تولید متوالی

در گام اول روش پیشنهادی، با حل مسئله OPF سنتی، نقطه کار اولیه سیستم به دست می‌آید. سپس پایداری سیگنال کوچک سیستم با استفاده از آنالیز مدال بررسی می‌شود. در صورتی که سیستم ناپایدار باشد یا ضریب میرایی مطلوب نباشد، نقطه کار بعدی با برنامه‌ریزی مجدد تولید به دست می‌آید. این فرآیند تا رسیدن به نقطه کار مطلوب با ضریب میرایی مناسب، ادامه می‌یابد. مزیت روش پیشنهادی، استفاده از مدل بهینه‌سازی محدب است که راه حلی سراسری ارائه می‌دهد. همچنین، ژنراتورها با استفاده از آنالیز مدال و حساسیت به گروه‌های افزایشی و کاهشی تقسیم می‌شوند که باعث افزایش ضریب میرایی سیستم و همگرایی روش می‌شود. صحت این موضوع در شبیه‌سازی‌ها تایید شده است. شبه کد روش پیشنهادی در الگوریتم ۱ آمده است.

الگوریتم ۱: روش برنامه ریزی مجدد تولید پیشنهادی

ورودی:

$\mathbf{x}^{(0)}$: نقطه کار اولیه از حل OPF سنتی

ξ_d: نسبت میرایی مطلوب

κ: ضریب تبادل توان

(۱) اجرای آنالیز پایداری سیگنال کوچک در $\mathbf{x}^{(0)}$

(۲) $m \leftarrow 1,\ \xi \leftarrow \xi(\mathbf{x}^{(0)})$

(۳) تا زمانی که $\xi < \xi_d$

(۴) محاسبه Ξ با استفاده از $\partial\xi/\partial\mathbf{P}_G$

(۵) محاسبه Θ با استفاده از $\partial\xi/\partial\mathbf{Q}_G$

(۶) حل مدل برنامه ریزی مجدد تولید $\leftarrow \mathbf{x}^{(m)}$

(۷) اجرای آنالیز پایداری سیگنال کوچک در $\mathbf{x}^{(m)}$

(۸) $m \leftarrow m+1,\ \xi \leftarrow \xi(\mathbf{x}^{(m)})$

(۹) بازگشت به مرحله (۳)

خروجی:

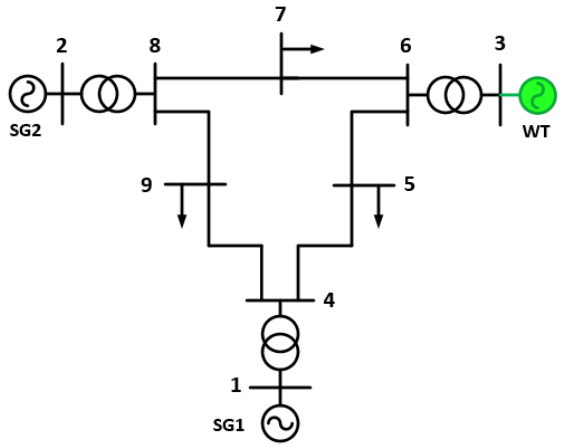
$\mathbf{x}^{(m)}$: نقطه بهره‌برداری با میرایی مطلوب

۵- شبیه‌سازی

در این بخش، کارایی روش پیشنهادی برای حل مسئله SSSC-OPF بر روی دو سیستم قدرت مختلف، شامل سیستم ۳ ماشین ۹ باس IEEE و سیستم ۱۰ ماشین ۳۹ باس IEEE، مورد بررسی قرار گرفته است. در هر دو سیستم، ژنراتورهای سنتی با مدل دو محور و تحریک کننده IEEE نوع DC-1 مدل شده‌اند و بارها به صورت توان ثابت در نظر گرفته شده‌اند. برای انجام آنالیز مدال، از نرم افزار MATLAB/SIMULINK استفاده شده است و مدل بهینه سازی نیز در محیط MATLAB با استفاده از ابزار CVX [۳۵]، [۳۶] و حل کننده SDPT3 حل شده است.

۵-۱- سیستم ۳ ماشین ۹ باس IEEE

سیستم ۹ باس IEEE اغلب برای تحلیل پایداری مورد استفاده قرار می‌گیرد. داده‌های حالت پایدار و دینامیکی این سیستم به ترتیب از [۳۲] و [۳۷] استخراج شده است. همانطو که در شکل (۴) مشاهده می‌شود، سیستم قدرت نمونه ۹ باسه IEEE با جایگزینی ژنراتور سنکرون ۳ با نیروگاه بادی نوع ۴، اصلاح شده است. به دلیل جایگزینی بخشی از ظرفیت تولید سنکرون متعارف با تولید با واسطه مبدل، که ضریب نفوذی معادل ۲۹٫۵ درصد ایجاد می‌کند، اینرسی سیستم کاهش پیدا می‌کند که بر روی پایداری سیستم اثرگذار است.



شکل (۴): ساختار سیستم قدرت ۹ باس IEEE

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

برای بررسی اثر منابع تجدید پذیر، سیستم قدرت با ژنراتورهای سنتی را به عنوان مورد۱ و سیستم قدرت با منبع انرژی تجدیدپذیر جایگزین شده (شکل (۴)) به عنوان مورد۲ در نظر گرفته شده است. در اولین نقطه بهره‌برداری این سیستم، مطالعه OPF و تحلیل مدال انجام شده است. در این حالت، نسبت میرایی سیستم برای مورد۱ و ۲ به ترتیب برابر با ۲,۱ و ۱,۶۴ درصد است. مشاهده می‌شود که اضافه شدن توربین بادی موجب کاهش میرایی سیستم شده است. با توجه به پایداری سیستم، روش پیشنهادی برای افزایش نسبت میرایی به ۵ درصد اعمال می‌شود. نتایج این بررسی در جدول((۱) ارائه شده است.

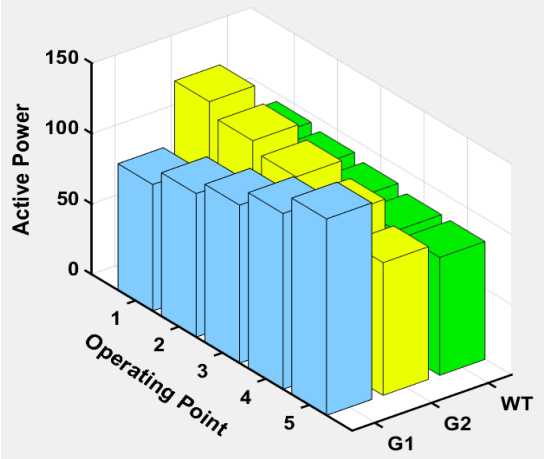
هزینه انرژی باد به عنوان هزینه‌ای مستقیم در فرآیند تولید برق در نظر گرفته می‌شود. برخی از مراجع آن را با هزینه‌ای مرتبط می‌دانند که سیستم باید برای خرید انرژی از واحدهای بادی و اتصال به شبکه پرداخت کند [۳۸]، [۳۹]. این هزینه با عنوان f_w در معادله (۵۷) نشان داده شده است.

$$f_w = c_i^w \, p_{Wi} \tag{۵۷}$$

c_i^w تعرفه خرید تضمینی برای توان بادی است. در برخی بازارهای انرژی، تعرفه خرید تضمینی توسط دولت‌ها به عنوان قیمت خرید برق تعیین می‌شود که شرکت‌های توزیع و انتقال محلی باید پرداخت کنند. در محاسبه هزینه تولید در روش پیشنهادی، این تعرفه صفر در نظر گرفته شده است [۳۸]. بنابراین با اضافه شدن تولید تجدیدپذیر، هزینه تولید توان کاهش پیدا کرده است.

همانطور که در شکل (۵) مشاهده می‌شود، برای دستیابی به نسبت میرایی ۵ درصد، تولید واحد $G1$ از ۸۹,۸ مگاوات در حالت پایه به ۱۳۹,۵ مگاوات در نقطه کار ۵ افزایش می‌یابد. در مقابل، واحدهای $G2$ و $G3$ به ترتیب سطح تولید خود را به ۹۴,۲ مگاوات و ۸۳,۷ مگاوات کاهش می‌دهند. می‌توان نتیجه گرفت با کاهش ضریب نفوذ انرژی بادی، میرایی سیستم بهبود یافته است.

سنکرون جایگزین شده را به همراه نتایج تحلیل پایداری سیگنال کوچک ارائه می‌دهد. مشاهده می‌شود که جایگزینی ژنراتور با ضریب اینرسی بزرگتر باعث کاهش بیشتر میرایی سیستم می‌شود. به منظور افزایش سطح نفوذ، ترکیبی از ژنراتورها به صورت همزمان با منابع تجدیدپذیر جایگزین می‌شوند. اطلاعات مربوط به حالت‌های مختلف سیستم در جدول (۲) آورده شده است.



شکل (۵): توان حقیقی ژنراتورها در نقاط بهره‌برداری مختلف برای سیستم ۹ باس IEEE

شکل (۶) (الف) روند افزایش نسبت میرایی مد بحرانی به همراه چهار مد سیستم با کمترین نسبت میرایی را در طول فرآیند اعمال روش پیشنهادی نشان می‌دهد. همچنین، مسیر حرکت مدها در **شکل (۶)** (ب) نشان داده شده است. مشاهده می‌شود که روش پیشنهادی نسبت میرایی مد بحرانی را از ۱,۶۴ درصد به ۵ درصد و نسبت میرایی مد دوم را از ۳,۷ درصد به ۵,۹ درصد افزایش داده است. این افزایش نشان می‌دهد که روش پیشنهادی میرایی مناسبی را برای سیستم فراهم می‌کند.

۵-۲- سیستم ۱۰ ماشین ۳۹ باس IEEE

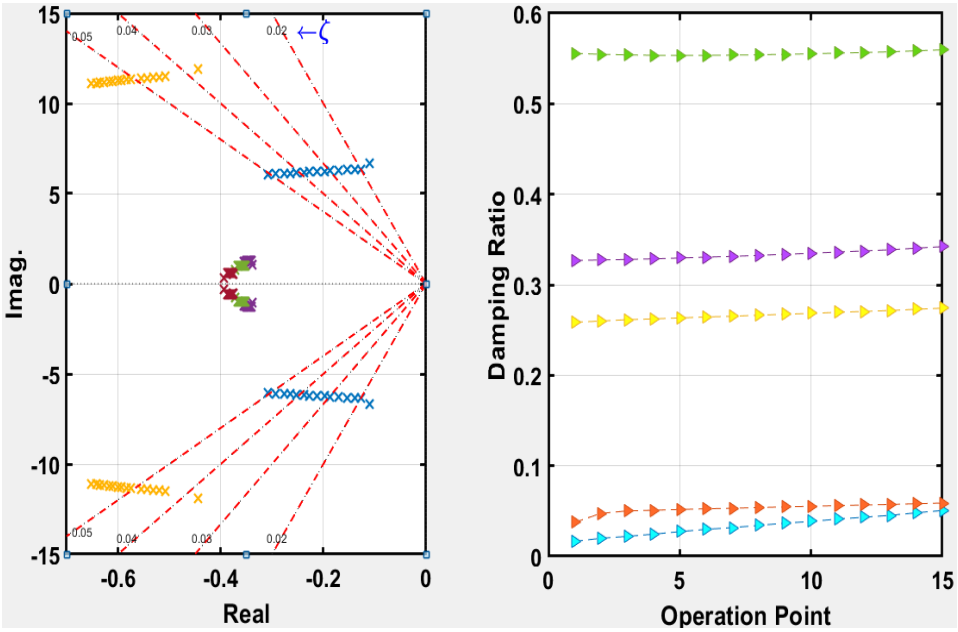
سیستم ۳۹ باس دارای ۱۰ ژنراتور سنکرون سنتی است و داده‌های حالت پایدار و دینامیکی این سیستم به ترتیب از [۳۲] و [۴۰] استخراج شده است. نسبت میرایی سیستم در نقطه کار اولیه، ۲,۵ درصد است. به منظور ارزیابی و تحلیل تأثیر منابع انرژی تجدیدپذیر بر عملکرد سیگنال کوچک سیستم‌های قدرت، ژنراتورهای سنکرون $G1$،$G3$ تا $G10$ به صورت جداگانه با مدل عمومی توربین بادی نوع ۴ جایگزین می‌شوند. آنالیز پایداری برای تمام حالت‌ها انجام شده است. **جدول (۱)** جزئیات مربوط به ۹ سطح نفوذ و ژنراتورهای

جدول(۱): نتایج روش پیشنهادی برای سیستم ۹ باس IEEE

نقطه بهره برداری	هزینه تولید	نسبت میرایی (%)	مد بحرانی (حداقل میرایی)	مد بحرانی (حداکثر بخش حقیقی)	P_{G1}	P_{G2}	P_{G3}	Q_{G1}	Q_{G2}	Q_{G3}
مورد ۱: $op1$	5303.7	2.08	-0.17±8.18i	-0.17±8.18i	89.8	134.4	94.2	12.93	0.047	-22.62
مورد ۲: $op1$	3762.7	1.64	-0.11±6.70i	-0.11±6.70i	89.8	134.4	94.2	13.86	0.054	-23.94
مورد ۲: $op2$	3884.3	2	-0.13±6.35i	-0.13±6.35i	101.9	125.2	91.3	11.20	0.023	-20.90
مورد ۲: $op3$	4023.8	3	-0.19±6.25i	-0.19±6.25i	112.2	118.1	87.9	8.863	-0.425	-17.56
مورد ۲: $op4$	4235.8	4	-0.25±6.16i	-0.25±6.16i	124.8	109.4	84.2	6.324	-0.840	-13.61
مورد ۲: $op5$	4455.4	5	-0.31±6.05i	-0.31±6.05i	139.5	94.2	83.7	3.821	-1.264	-10.23

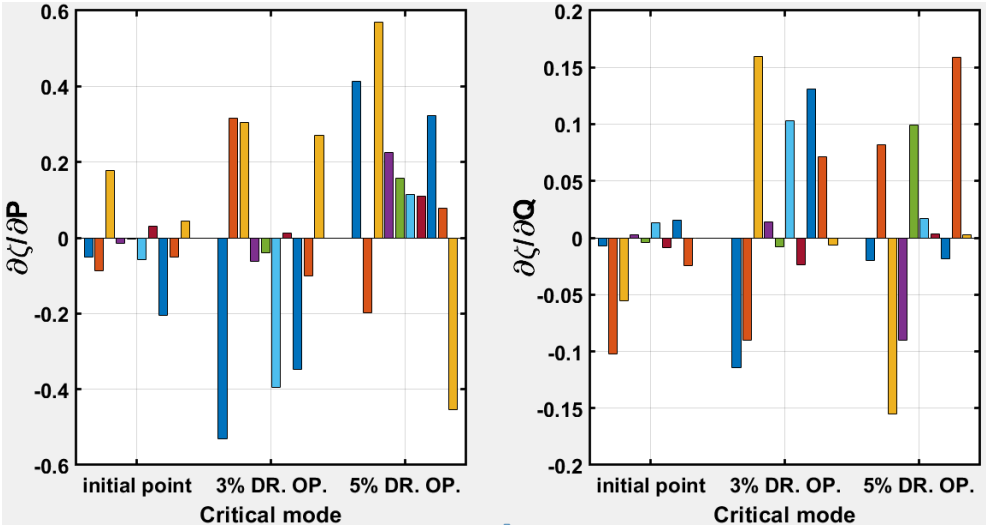
[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]



ب) الف)

شکل (۶): مقادیر ویژه و ضریب میرایی سیستم ۹ باس IEEE. الف) روند افزایش میرایی مدهای سیستم. ب) مسیر حرکت پنج مد سیستم با کمترین میرایی.

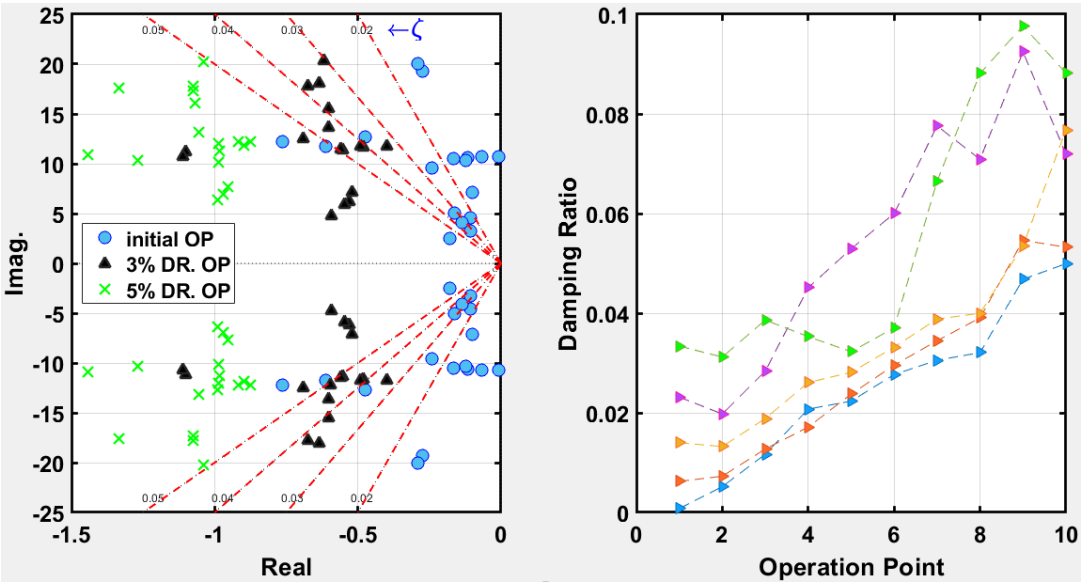


ب) الف)

شکل (۷): حساسیت ضریب میرایی نسبت به توان خروجی ژنراتورهای. الف) نسبت به توان راکتیو ژنراتورها. ب) نسبت به توان حقیقی ژنراتورها.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]



ب) الف)

شکل (۸): مقادیر ویژه و ضریب میرایی سیستم ۳۹ باس IEEE. الف) روند افزایش میرایی پنج مد بحرانی سیستم. ب) مدهای سیستم در سه نقطه بهره‌برداری

جدول (۲): واحدهای جایگزین‌شده و سطوح نفوذ مربوطه در سیستم تست ۳۹ باس IEEE

مد بحرانی	نسبت میرایی (%)	سطح نفوذ (%)	ژنراتور جایگزین شده
-0.0789 -10.0232i	0.79	21.61	$G3,G10$
-0.0716 - 9.9217i	0.72	19.91	$G8,G10$
-0.0709 -10.2325i	0.69	21.33	$G9,G10$
-0.0377 - 9.7155i	0.39	30.56	$G3,G8,G10$
-0.0335 -10.0027i	0.33	32.00	$G3,G9,G10$
-0.0084 - 9.6702i	0.08	30.29	$G8,G9,G10$

کمترین میرایی مربوط به جایگزینی ژنراتورهای $G8,G9,G10$ است. برای اطمینان از پایداری سیگنال کوچک، روش پیشنهادی را با آستانه ضریب میرایی ۵ درصد پیاده سازی کردیم. با استفاده از تحلیل مدال، حساسیت نسبت میرایی مد بحرانی نسبت به توان‌های اکتیو و راکتیو همه ژنراتورهای سنکرون در سه نقطه بهره‌برداری (نقطه کار ابتدایی، نقطه کار با نسبت میرایی ۳ درصد و ۵ درصد) در **شکل (۷)** نشان داده شده است. با افزایش (کاهش) توان حقیقی ژنراتورهای $G3,G7,G10$ (توان حقیقی ژنراتورهای $G1,G2,G6,G8,G9$) و افزایش (کاهش) توان راکتیو ژنراتورهای $G4,G5,G6$ (توان راکتیو ژنراتورهای $G1,G2,G3,G5,G7,G9$)، نسبت میرایی از نقطه بهره‌برداری اولیه افزایش می‌یابد. حساسیت ضریب میرایی در نقطه کار ابتدایی، نسبت به توان حقیقی $G3$ (توان حقیقی $G8$) و توان راکتیو $G9$ (توان راکتیو $G2$) بیشترین مقدار مثبت (منفی) را دارد، بنابراین تنظیم آنها برای میرایی مد بحران موثرتر است.

شکل (۸) الف) اثر روش پیشنهادی روی نسبت میرایی پنج مد بحرانی سیستم را برای نه نقطه بهره‌برداری مختلف نشان می‌دهد. این مدها در نقطه بهره‌برداری ابتدایی دارای نسبت میرایی کمتر از ۵ درصد بودند. به عبارت دیگر، روش پیشنهادی موفق شده است پایداری سیستم را بهبود بخشد و این امکان را فراهم آورد تا در زمان‌های مختلف نقاط عملیاتی متفاوتی انتخاب شوند. همچنین، مقادیر ویژه سیستم با کمترین ضریب میرایی، برای سه نقطه بهره‌برداری مختلف (نقطه کار ابتدایی، نقطه کار با نسبت میرایی ۳ درصد و ۵ درصد) در شکل (۸) ب) نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، در طول فرآیند اجرای روش پیشنهادی، مقادیر ویژه سیستم به سمت چپ صفحه حرکت می‌کنند؛ که این امر موجب افزایش پایداری سیگنال کوچک سیستم می‌شود.

۶- تحلیل مقایسه‌ای

به منظور بررسی کارایی روش ارائه شده، سه حالت زیر را در نظر می‌گیریم:

- مدل معیار[۱۰](BM): که در آن توزیع بار با استفاده از OPF استاندارد و بدون در نظر گرفتن محدودیت‌های پایداری سیگنال کوچک به دست می‌آید.
- مدل (SOM): روش OPF با محدودیت پایداری سیگنال کوچک (SSSC-OPF) بر اساس حساسیت مقدار ویژه در نقطه کار ابتدایی [۱۳].
- مدل پیشنهادی (PM): روش OPF با محدودیت پایداری سیگنال کوچک (SSSC-OPF) متوالی.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]
[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

با توجه به اینکه سیستم در نقطه کار ابتدایی دارای مد بحرانی $-0.0084 - 9.6702i$ و در نتیجه پایدار است؛ برای بررسی شرایط ناپایدار و مقایسه با روش ارائه شده در مرجع [۱۳]، سناریویی را به صورت خروج یک خط (بین باس‌های ۱۵ و ۱۶) در نظر می‌گیریم. در این حالت، سیستم یک مد بحرانی به صورت $0.12 \pm 8.63i$ دارد که میرایی سیستم ۱,۳۶ درصد و در نتیجه ناپایدار است. **جدول** (۴) نتایج شبیه‌سازی را برای حالت‌های مختلف ارائه می‌دهد.

جدول (۴): مقایسه عملکرد روش‌های مختلف برای سیستم ۳۹ باس IEEE.

	هزینه تولید($/h)	ضریب میرایی	مد بحرانی
BM	37597	-1.38	0.12 ± 8.63i
SPM	37986	حد پایداری	0
	38312	2.76	-0.42 ± 15.23i
PM	37868	حد پایداری	0
	38493	4.45	-0.97 ± 21.76i

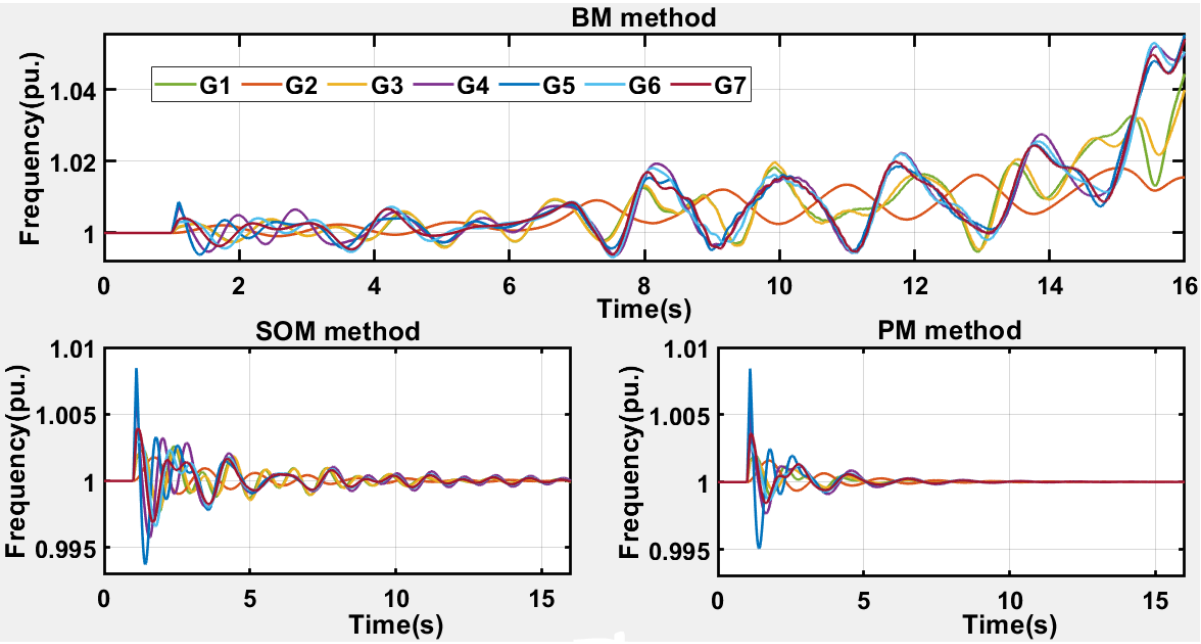
براساس نتایج شبیه سازی، روش پیشنهادی نسبت به روش SPM، با هزینه کمتری به حد پایداری می‌رسد. همچنین روش پیشنهادی میرایی سیستم را تا ۴,۴۵ درصد افزایش داده است.

روش‌های برنامه‌ریزی مجدد تولید به دلیل استفاده از مدل خطی‌شده سیستم قدرت، نمی‌تواند رفتار غیرخطی کامل آن را در نظر بگیرد. بنابراین، برای اعتبارسنجی بیشتر روش SSSC-OPF پیشنهادی، از شبیه سازی حوزه زمان استفاده شده است. برای این منظور، یک اتصال کوتاه سه فاز روی باس ۱۶ در زمان ۱ ثانیه ایجاد و در زمان ۱,۱ ثانیه حذف شده است. برای سه روش در نظر گرفته شده، شبیه‌سازی حوزه زمان با استفاده از مدل کامل غیرخطی سیستم قدرت انجام شده است و فرکانس روتور تمام ژنراتورها در **شکل (۹)** نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، در شرایط روش BM سیستم ناپایدار است، در حالی که تحت روش PM نسبت به روش SOM، نوسانات به سرعت میرا می‌شوند.

۷- نتیجه‌گیری

افزایش نفوذ منابع انرژی تجدید پذیر و در نتیجه تغییر اینرسی سیستم، عملکرد دینامیکی سیستم را تحت تاثیر قرار می‌دهد. لذا تضمین پایداری سیستم قدرت در نقاط کار مختلف امری ضروری است.

در این مقاله، روشی جدید برای برنامه ریزی مجدد تولید جهت تضمین پایداری سیگنال کوچک و افزایش میرایی سیستم در حضور منابع انرژی تجدید پذیر ارائه شده است. با جایگزینی ژنراتورهای توربین بادی نسل۴، پایداری سیگنال کوچک تضعیف می شود. روش پیشنهادی با حل متوالی مدل بهینه سازی به خوبی ویژگی‌های غیرهمواری و غیر خطی شاخص پایداری را مدیریت می‌کند. در هر زیر مرحله، حساسیت ضریب میرایی نسبت به توان حقیقی و راکتیو ژنراتورها محاسبه می‌شود تا مسیر حرکت به سمت ناحیه پایدار و مطلوب به خوبی تعیین شود. مدل روش پیشنهادی با استفاده از تکنیک آرام‌سازی نیمه معین به مدل بهنه سازی محدب تبدیل می‌شود تا از نظر محاسباتی و استفاده در سیستم‌های بزرگ-مقیاس کارآمدتر باشد. نتایج شبیه سازی بر روی سیستم‌های ۹ باس و ۳۹ باس IEEE نشان می‌دهد که روش پیشنهادی در تضمین پایداری سیگنال کوچک موثر است.



شکل (۹): شبیه سازی حوزه زمان سیستم ۳۹ باس IEEE برای یه روش BM، SOM و PM

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

ضمایم

اندیس‌ها:

i	اندیس ژنراتورها
k	اندیس باس‌ها

متغیرها:

δ_i	زاویه روتور ژنراتور iام
ω_i	سرعت روتور ژنراتور iام
E'_{di}/E'_{qi}	مولفه‌های محورd / محور q ولتاژ داخلی ژنراتور iام
E_{fdi}	ولتاژ خروجی تحریک کننده ژنراتور iام
V_{Ri}	ولتاژ خروجی تنظیم کننده ژنراتور iام
R_{Fi}	نرخ بازخورد تحریک کننده ژنراتور iام
I_{di}/I_{qi}	مولفه‌های محورd / محور q جریان داخلی ژنراتور iام
V_k/θ_k	اندازه ولتاژ/زاویه فاز باس kام

پارامترها:

ω_s	سرعت نامی روتور
X_{di}/X_{qi}	مولفه‌های محورd / محور q راکتانس سنکرون ژنراتور iام
X'_{di}/X'_{qi}	مولفه‌های محورd / محور q راکتانس گذرا ژنراتور iام
T'_{d0i}/T'_{q0i}	مولفه‌های محورd / محور q ثابت زمانی مدار باز ژنراتور iام
T_{Mi}	گشتاور مکانیکی ژنراتور iام
M_i	ضریب اینرسی ژنراتور iام
D_i	ضریب گشتاور میرایی ژنراتور iام
R_{si}	مقاومت سیم‌پیچی ژنراتور iام
$S_E(E_{fdi})$	تابع اشباع میدان
$K_{Ei}/K_{Ai}/K_{Fi}$	بهره‌ی تحریک کننده/تنظیم کننده ولتاژ/فیدبک ژنراتور iام
$T_{Ei}/T_{Ai}/T_{Fi}$	ثابت زمانی تحریک کننده/تنظیم کننده ولتاژ/فیدبک ژنراتور iام
V_{refk}	ولتاژ مرجع باس kام
P_{Lk}/Q_{Lk}	بار حقیقی و راکتیو باس kام
Y_{ij}/α_{ij}	اندازه/زاویه فاز ماتریس ادمیتانس

مجموعه‌ها:

$\square_B$	مجموعه باس‌های سیستم
$\square_G$	مجموعه باس‌های ژنراتوری
$\square_L$	مجموعه خطوط سیستم
$\square_{PQ}$	مجموعه باس‌هایPQ

مراجع

[1] Kundur, Prabha S., and Om P. Malik. 2022. Power System Stability and Control. 2nd ed. New York: McGraw Hill.

[2] L. G. Meegahapola, S. Bu, D. P. Wadduwage, C. Y. Chung, & X. Yu, (2020). “Review on oscillatory stability in power grids with renewable energy sources: Monitoring, analysis, and control using synchrophasor technology”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, 68(1), 519-531.

[3] Kim, Jongju, Sungshin Kim, and June Ho Park. "A Novel control strategy to improve stability and performance of a synchronous generator using jacobian gain control", IEEE Transactions on Power Systems 38, no. 1 (2022): 302-315.

[4] A. Younesi, H. Shayeghi, A. Akbari, & Y. Hashemi, "Design of PSS3B stabilizer using KH Algorithm and QLearning for damping Low-frequency Oscillations in SMIB", Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, Vol. 14, No. 3, pp. 69-77, 2017.

[5] S. M. Salehian, H. Hasanvand. B. Mozafari, "A Robust FACTS Damping Controller Design to Mitigate Inter area Oscillations in a Multi-machine Power System", Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, Vol. 14, No. 4, pp. 119-128, 2018.

[6] moradi M H, amiri F. Improving the stability of the power system based on static synchronous series compensation equipped with robust model predictive control. Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers 2022; 19 (4) :291-302

[7] Afaq, Umer, Farhan Ali, Ammar Hasan, Iftikhar Ahmad Rana, and Mansoor Asif. "Non-linear Synergetic Control of UPFC for Efficient Damping of Local and Inter-Area Oscillations." IEEE Transactions on Power Systems (2023).

[8] C. Y. Chung, L. Wang, F. Howell, & P. Kundur, (2004). Generation rescheduling methods to improve power transfer capability constrained by small-signal stability. IEEE Transactions on Power Systems, 19(1), 524-530.

[9] C. Li, H. D. Chiang, & Z. Du, (2017). Network-preserving sensitivity-based generation rescheduling for suppressing power system oscillations. IEEE Transactions on Power Systems, 32(5), 3824-3832.

[10] Li, Peijie, Hua Wei, Bin Li, and Yude Yang. "Eigenvalue-optimisation-based optimal power flow with small-signal stability constraints." IET Generation, Transmission & Distribution 7, no. 5 (2013): 440-450.

[11] Huang, Zhenyu, Ning Zhou, Francis Tuffner, Yousu Chen, Daniel Trudnowski, William Mittelstadt, John

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

[27] Z. Yang, S. Lin, Y. Yang, S. Chen, & M. Liu, (2023). Small-signal stability constrained optimal power flow of power system with DFIGs considering wind power uncertainty. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 154, 109467.

[28] WECC Second Generation Wind Turbine Models, January 23, 2014 https://www.wecc.biz/Reliability/WECC-Second-Generation-Wind-Turbine-Models- 012314.pdf

[29] Farantatos, E. "Model user guide for generic renewable energy system models." Technical Update 3002027129 (2023).

[30] P. W. Sauer and M. Pai, Power system dynamics and stability, 1st ed. Urbana-Champaign: Prentice Hall, 1998.

[31] P. S. Kundur and O. P. Malik, Power System Stability and Control, McGraw-Hill Education, New York, NY, USA, 2022.

[32] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and R. J. Thomas. MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. IEEE Transactions on Power Systems, 26(1):12–19, Feb 2011.

[33] M. M. U. T. Chowdhury, S. Kamalasadan, & S. Paudyal, (2023). A Second-Order Cone Programming (SOCP) Based Optimal Power Flow (OPF) Model with Cyclic Constraints for Power Transmission Systems. IEEE Transactions on Power Systems.

[34] Xiaoqing Bai, Hua Wei, Katsuki Fujisawa, and Yong Wang. Semidefinite programming for optimal power flow problems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 30(6):383–392, 2008.

[35] Michael Grant and Stephen Boyd. CVX: Matlab software for disciplined convex programming, version 2.0 beta. https://cvxr.com/cvx, September 2013.

[36] Michael Grant and Stephen Boyd. Graph implementations for nonsmooth convex programs, Recent Advances in Learning and Control (a tribute to M. Vidyasagar), V. Blondel, S. Boyd, and H. Kimura, editors, pages 95-110, Lecture Notes in Control and Information Sciences, Springer, 2008. http://stanford.edu/~boyd/graph_dcp.html.

[37] P. M. Anderson and A. A. Fouad, Power System Control and Stability, 2nd ed. New York: IEEE Press, 2008.

[38] R. A. Jabr, & B. C. Pal, (2009). Intermittent wind generation in optimal power flow dispatching. IET Generation, Transmission & Distribution, 3(1), 66-74.

[39] R. R. Souza, A. R. Balbo, A. C. Martins, E. M. Soler, E. C. Baptista, D. N. Sousa, & L. Nepomuceno, (2022). A gradient-based approach for solving the stochastic optimal power flow problem with wind power generation. Electric Power Systems Research, 209, 108038.

[40] M. A. Pai, Energy Function Analysis for Power System Stability. Boston, MA: Kluwer Academic Publishers, 1989.

زیرنویس‌ها

[1] Flexible Alternating Current Transmission System

[2] Spectral Abscissa

[3] Doubly-Fed Induction Generator

[4] Semidefinite Relaxation

[5] Western Electricity Coordinating Council

[6] Renewable Energy Plant Controller

Hauer, and Jeffery Dagle. “Improving small signal stability through operating point adjustment”. In IEEE PES General Meeting, pp. 1-8. IEEE, 2010.

[12] J. Condren, & T. W. Gedra, (2006). Expected-security-cost optimal power flow with small-signal stability constraints. IEEE Transactions on Power Systems, 21(4), 1736-1743.

[13] R. Zarate-Minano, F. Milano, and A. Conejo, “An OPF methodology to ensure small-signal stability”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 3, pp. 1050-1061, Aug. 2011.

[14] P. Li, H. Wei, B. Li, and Y. Yang, “Eigenvalue-optimisation-based optimal power flow with small-signal stability constraints”, IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 7, no. 5, pp. 440–450, 2013.

[15] M. M. Othman and S. Busan, “A novel approach of rescheduling the critical generators for a new available transfer capability determination”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 1, pp. 3–17, 2016.

[16] C. Li, H. D. Chiang, & Z. Du, (2017). Network-preserving sensitivity-based generation rescheduling for suppressing power system oscillations. IEEE Transactions on Power Systems, 32(5), 3824-3832.

[17] T. J. M. A. Parreiras, S. Gomes Jr, G. N. Taranto, & K. Uhlen, (2018). Closest security boundary for improving oscillation damping through generation redispatch using eigenvalue sensitivities. Electric Power Systems Research, 160, 119-127.

[18] F. Thams, L. Halilbasic, P. Pinson, S. Chatzivasileiadis, & R. Eriksson, (2017, August). Data-driven security-constrained OPF. In Proc. 10th Bulk Power Syst. Dyn. Control Symp (Vol. 1, pp. 1-10).

[19] P. Pareek, & H. D. Nguyen, (2021). A convexification approach for small-signal stability constrained optimal power flow. IEEE Transactions on Control of Network Systems, 8(4), 1930-1941.

[20] M. K. Singh, & V. Kekatos, (2022). Optimal power flow schedules with reduced low-frequency oscillations. Electric Power Systems Research, 212, 108301.

[21] P. Li, J. Qi, J. Wang, H. Wei, X. Bai, & F. Qiu, (2016). An SQP method combined with gradient sampling for small-signal stability constrained OPF. IEEE Transactions on Power Systems, 32(3), 2372-2381.

[22] Y. Li, G. Geng, Q. Jiang, W. Li, & X. Shi, (2019). A sequential approach for small signal stability enhancement with optimizing generation cost. IEEE Transactions on Power Systems, 34(6), 4828-4836.

[23] H. Golzari-Kolur, S. M. T. Bathaee, & T. Amraee, (2023). A Sequential Generation Redispatch Algorithm to Ensure Power System Small Signal Stability under Low-Frequency Oscillations. International Transactions on Electrical Energy Systems, 2023.

[24] I. Murzakhanov, A. Venzke, G. S. Misyris, & S. Chatzivasileiadis, (2020). Neural networks for encoding dynamic security-constrained optimal power flow. arXiv preprint arXiv:2003.07939.

[25] L. Wang, D. Yang, G. Cai, H. Gao, & Z. Chen, (2023). Synchronized-ambient-data-driven participation-factor-based generation rescheduling strategy for enhancing the damping level of interconnected power systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 146, 108740.

[26] D. Pullaguram, R. Madani, T. Altun, & A. Davoudi, (2021). Small-signal stability-constrained optimal power flow for inverter dominant autonomous microgrids. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 69(7), 7318-7328.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]

[7] Renewable Energy Electrical Controls
[8] Renewable Energy Generator/Converter
[9] Semidefinite Programming
[10] Benchmark Model

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-02-17]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.23]