



## Using Information Gap Decision Theory to Evaluate the Hosting Capacity of Wind Farms in the Distribution Network in the Presence of Network Energy Management Strategies

Farnaz Ahmadi<sup>1</sup>, Maryam Ramezani<sup>2\*</sup>, Hamid Falaghi<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Department of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran  
ahmadi.farnaz@birjand.ac.ir

<sup>2</sup> Department of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran  
mramezani@birjand.ac.ir

<sup>3</sup> Department of Electrical and Computer Engineering, University of Birjand, Birjand, Iran  
falaghi@birjand.ac.ir

---

### Keywords:

hosting capacity  
uncertainty  
wind farm  
distribution system  
active network management  
information gap decision theory

**Abstract:** The environmental concerns of the use of fossil fuels and the financial interests of governments have raised the necessity of installing renewable power plants in the distribution network. In order to make maximum use of these resources, it is necessary to calculate the hosting capacity of the network. The hosting capacity of the distribution network is the maximum allowed capacity for installing distributed generation in the network, according to operating restrictions. Wind farms are one of the renewable resources used in the power system. The presence of wind farms intensifies the uncertainties of network operation. In this article, the theory of Information Gap Decision has been used to model the uncertainties in the production of wind farms and the amount of hourly load to calculate the hosting capacity of the network. The strategies of energy management of the network have been taken into account in order to increase the capacity. The network energy management strategies, considered in this article, include static var compensators, network reconfiguration, and power factor control of wind turbines. The correctness and the accuracy of the proposed modeling has been studied on 33 bus IEEE networks.

---

### Original Research Article

Paper History:  
Received: 30/07/2023  
Revise: 25/12/2023  
Accepted: 26/12/2023

---

**How to cite this article:** Ahmadi, F., Ramezani, M., Falaghi, H., " Using Information Gap Decision Theory to Evaluate the Hosting Capacity of Wind Farms in the Distribution Network in the Presence of Network Energy Management Strategies", Energy Engineering and Management, Vol. 13, No. 3, PP. 62-77, Autumn 2023.  
<https://doi.org/10.22052/eem.2023.253327.1028>  
© 2023 University of Kashan Press.

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



### Introduction

The environmental concerns of the use of fossil fuels and the financial interests of governments have raised the necessity of installing renewable power plants in the distribution network. In order to make maximum use of these resources, it is necessary to calculate the hosting capacity of the network. The hosting capacity of the distribution network is the maximum allowed capacity for installing distributed generation in the network,

according to operating restrictions.

Distributed Generation refers to the cases, in which electricity is produced at the same place of consumption or near the place of consumption. With the expansion of the use of distributed generation, including solar sources and wind turbines, the distribution network has changed from passive to active, and the direction of electric power flow is bidirectional. These resources have the characteristics of low operating cost, suitable

environmental conditions, increased system reliability, and reduced load on transmission lines. Besides, they are limited in terms of the capacity that can be installed. If the amount of their installation exceeds the permissible limit, it results in an increase in losses in the network, a rise in voltage regulation, a decrease in the life of transformers with on-load tap changer, an overload of network equipment, the generation of harmonic currents, and the effects on power system protection. Hosting capacity calculation determines the effect of injecting distributed generation units in different buses of the distribution network and helps network designers build and upgrade the network in a cheaper, greener, and more sustainable manner. In order to preclude operational problems caused by an increase in the injection into the network, there are some technical issues to which the network operator should pay attention, including voltage limitations, equipment thermal limits, protection and power quality. The solutions to an increase in the hosting capacity of the network, realized through operation, include reactive power control, network reconfiguration, active power curtailment, voltage control by transformers with an On load tap changer, the use of energy storage systems or electrical vehicles, and the use of harmonic reduction methods.

The presence of wind farms increases the uncertainties of network operation as does the variability of hourly load on the network. Studies on hosting capacity fall into two categories. First, the studies concerned with the calculating of the capacity by considering different constraints and the studies concerned with an increase in the capacity of the network; these studies can be carried out definitively or in the presence of various uncertainties in the network.

Increasing the capacity of the network is not realized only through operation; it is also possible in the design phase by expanding the network and installing control devices, and so on. The installation location and the number of sources are also determined in the design phase; in general, all buses can be considered candidates for installation, but restrictions are created by the investors, which come from their greater desire to install and the installation capacity of some buses. Of course, due to the similarity of the weather conditions of the buses in the distribution network, some buses can be declared as the candidates for the design. Otherwise, the problem becomes very big.

In the previous studies, the lack of network capacity calculation in the presence of uncertainties, using a fast and efficient method, is felt. The methods used to model capacity in the presence of uncertainty were mainly time-consuming methods and required specific data from networks such as wind speed, probability

density function of uncertain variables, and energy management methods, if they are included in the modeling of network, they will be time-consuming.

The purpose of this article was to calculate the capacity of the network using the optimal load distribution method in the presence of uncertainties of daily load and wind generation. Uncertainty modeling has been conducted using decision theory based on information gap. Studies were implemented for 24 hours a day. In the end, in order to check the increase in capacity through energy management methods, network reconfiguration, static var compensator modeling, and power factor control of wind turbines were used.

### Materials and Methods

This article proposed the use of Information Gap Decision Theory to calculate the hosting capacity of a network under the uncertainties created by changes in wind energy production and hourly consumption. By applying this theory, a confidence interval was determined with minimal information about the network, ensuring that the network operates within acceptable conditions. Particle Swarm Optimization was employed to solve the optimization problem in this method, which required an accurate and efficient method to calculate capacity at different levels of load and uncertainty radius. To increase network capacity, three energy management strategies, namely static VAR compensator control, network reconfiguration, and power factor controller modeling, were investigated and combined in eight different scenarios. The optimal power flow method was used to accurately determine the capacity of the network. The results demonstrated the effectiveness of the proposed approach in enhancing network capacity and managing uncertainties.

### Results

The correctness and accuracy of the proposed modeling was studied on 33 bus IEEE networks. Numerical results are given in Tables 1 and 2.

### Discussion and Conclusion

The simulation results have indicated that network reconfiguration and power factor control of wind turbines play a significant role in increasing the network capacity, particularly in conditions of uncertainty. Specifically, the power factor control of wind turbines used for voltage regulation and network reconfiguration to prevent power flow violations have shown a high impact. This modeling approach can be applied to calculate quickly and accurately the network capacity in the presence of uncertainty factors while minimizing risk.

## استفاده از تئوری تصمیم‌گیری شکاف اطلاعاتی به منظور ارزیابی ظرفیت‌پذیری مزارع بادی در شبکه توزیع در حضور استراتژی‌های مدیریت انرژی شبکه

فرناز احمدی<sup>۱</sup>، مریم رضانی<sup>۲\*</sup>، حمید فلقی<sup>۳</sup>

<sup>۱</sup> دانشجوی دکتری، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه بیرجند، بیرجند، ایران

ahmadi.farnaz@birjand.ac.ir

<sup>۲</sup> دانشیار، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه بیرجند، بیرجند، ایران

mrmezani@birjand.ac.ir

<sup>۳</sup> استاد، دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه بیرجند، بیرجند، ایران

falaghi@birjand.ac.ir

### واژه‌های کلیدی:

ظرفیت‌پذیری  
عدم قطعیت  
توربین یا مزرعه بادی  
مدیریت انرژی شبکه  
شبکه توزیع  
تئوری تصمیم‌گیری مبتنی بر شکاف اطلاعاتی

### مقاله علمی پژوهشی

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۵/۰۸

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۲/۱۰/۰۴

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۰/۰۵

چکیده: نگرانی‌های زیست‌محیطی استفاده از سوخت‌های فسیلی و منافع مالی دولت‌ها، لزوم نصب نیروگاه‌های تجدیدپذیر در شبکه توزیع را افزایش داده است. به منظور استفاده حداکثری از این منابع، محاسبه ظرفیت‌پذیری شبکه نیاز است. ظرفیت‌پذیری شبکه توزیع، حداکثر میزان تولید منابع تولید پراکنده، با توجه به قیود بهره‌برداری است. مزارع بادی، از جمله منابع تجدیدپذیر کاربردی در شبکه قدرت است که عدم قطعیت‌های بهره‌برداری از شبکه را تشدید می‌کند. در این مقاله از تئوری تصمیم‌گیری مبتنی بر شکاف اطلاعاتی برای مدل‌سازی عدم قطعیت توان خروجی مزارع بادی و بار شبکه استفاده می‌شود و چون مطالعه از دیدگاه بهره‌برداری است، پارامترهای غیرقطعی به صورت روزانه و برای ۲۴ ساعت شبانه‌روز مدل‌سازی می‌گردند؛ سپس مقدار ظرفیت‌پذیری روزانه شبکه معرفی می‌شود. در این پژوهش مکان نصب مزارع بادی ثابت در نظر گرفته می‌شود و به منظور افزایش ظرفیت‌پذیری، از استراتژی‌های مدیریت انرژی شبکه استفاده می‌گردد. این استراتژی‌ها شامل جبران‌سازهای استاتیکی توان راکتیو، بازآرایی شبکه و کنترل‌کننده‌های ضریب توان است. صحت و دقت مدل‌سازی پیشنهادی بر روی شبکه ۳۳ شین IEEE مورد مطالعه قرار گرفته است. نتایج شبیه‌سازی نشان داده‌اند که با ترکیب بهره‌برداری از هر سه استراتژی، افزایش ظرفیت‌پذیری شبکه همراه با افزایش شعاع عدم قطعیت رخ می‌دهد. کاربرد این مدل‌سازی در محاسبه سریع، دقیق و به‌دور از خطر ظرفیت‌پذیری است.

## ۱. مقدمه

هارمونیک و تأثیر در حفاظت سیستم قدرت می‌شوند [۳-۶]. مفهوم ظرفیت‌پذیری را اولین بار آندره ایون در سال ۲۰۰۴ معرفی کرد؛ سپس مت بولن و همکاران مفهوم آن را به‌وضوح بیان کردند [۷]. ظرفیت‌پذیری مفهومی قابل اندازه‌گیری و عملی است که برای محاسبه حداکثر میزان تولید واحدهای منابع تولید پراکنده بدون ایجاد مشکلات بهره‌برداری استفاده می‌شود؛ اما مقداری یکتا نیست بلکه با در نظر گرفتن تابع هدف و قیود مختلف از شبکه، پاسخ مسئله تغییر می‌کند.

محاسبه میزان ظرفیت‌پذیری شبکه و افزایش آن، یکی از مهم‌ترین مسائل پیش روی طراحان و بهره‌برداران شبکه و مالکان واحدهای تولید پراکنده است. مطالعات در مورد ظرفیت‌پذیری در دو دسته قرار می‌گیرند: مطالعات دسته اول به ارزیابی ظرفیت‌پذیری با حفظ وضعیت موجود شبکه و با در نظر گرفتن قیود متفاوت و مطالعات دسته دوم به بررسی افزایش ظرفیت‌پذیری می‌پردازند. قیود محدودکننده ظرفیت‌پذیری عبارت‌اند از: ولتاژ، حد حرارتی تجهیزات، حفاظتی و کیفیت توان [۷-۸]. راهکارهای افزایش ظرفیت‌پذیری شبکه از طریق بهره‌برداری شامل کنترل توان راکتیو، بازآرایی شبکه<sup>۵</sup> (REC)، قطع توان اکتیو منابع تولید پراکنده، کنترل ولتاژ توسط ترانسفورماتورهای قابل قطع زیر بار، استفاده از ذخیره‌سازها یا خودروهای برقی و بهره بردن از روش‌های کاهش هارمونیک شبکه است [۷]. افزایش ظرفیت‌پذیری شبکه تنها از طریق بهره‌برداری نبوده و در مرحله طراحی امکان بهبود آن توسط توسعه و ارتقای شبکه و نصب ادوات کنترلی و... نیز وجود دارد. محل نصب و تعداد منابع نیز در مرحله طراحی مشخص می‌شوند که در حالت کلی می‌توان همه شین‌ها را نامزد نصب در نظر گرفت؛ اما محدودیت‌هایی توسط سرمایه‌گذاران ایجاد می‌شود که از تمایل بیشتر آن‌ها برای نصب و همچنین ظرفیت نصب موجود در بعضی شین‌ها ناشی می‌گردد.

به‌منظور محاسبه مقدار ظرفیت‌پذیری که یک مسئله بهینه‌سازی است، روش‌های تکراری [۹]، تکاملی [۱۰] و ریاضی [۱۱-۱۳] وجود دارند که هر سه روش در دو محیط مختلف استفاده می‌گردد: در محیط اول از منابع مرسوم استفاده شده و عدم قطعیت‌های موجود در بار شبکه نیز لحاظ نمی‌شود؛ اما در محیط دوم از منابع با تولید غیرقطعی همچون مزارع بادی استفاده می‌شود و تغییرات بار شبکه و دیگر پارامترهای غیرقطعی شبکه نیز لحاظ می‌گردد که مراجع [۹-۱۱] در محیط قطعی و مراجع [۱۲-۱۳] در محیط غیرقطعی به بررسی

افزایش استفاده از منابع فسیلی، موجب زیاد شدن میزان گاز دی‌اکسید کربن در جو و گرم‌تر شدن کره زمین شده است؛ لذا امروزه بهره‌وری از منابع تجدیدپذیر، توجه جهانی را به خود جلب کرده است. تولید پراکنده به مواردی اطلاق می‌گردد که برق در محل مصرف یا در نزدیکی آن تولید شود. توسعه منابع تجدیدپذیر که نوعی از منابع تولید پراکنده‌اند، با اهداف زیست‌محیطی، فنی، اجتماعی، اقتصادی و سیاسی انجام شده است. از جمله منابع تجدیدپذیر می‌توان به مزارع بادی<sup>۱</sup>، منابع خورشیدی<sup>۲</sup>، هیدروالکتریک، بیومس و... اشاره کرد [۱]. منابع تولید پراکنده بسته به نوع تکنولوژی و ویژگی‌های پایانه آن‌ها، در ۴ گروه دسته‌بندی می‌شوند [۲]:

- منابعی که تنها توان اکتیو به شبکه تزریق می‌کنند، مانند منابع خورشیدی؛
- منابعی که تنها توان راکتیو به شبکه تزریق می‌کنند، مانند جبران‌سازهای سنکرون؛
- منابعی که توان اکتیو تزریق و توان راکتیو مصرف می‌کنند، مانند ژنراتورهای آسنکرون؛
- منابعی که توان اکتیو و توان راکتیو به شبکه تزریق می‌کنند، مانند ژنراتورهای سنکرون.

با گسترش استفاده از منابع تولید پراکنده از جمله منابع خورشیدی و توربین‌های بادی، شبکه توزیع از حالت غیرفعال به فعال تبدیل، و جهت جریان توان الکتریکی دوطرفه شده است. این منابع دارای ویژگی‌های هزینه کم بهره‌برداری، شرایط زیست‌محیطی مناسب، افزایش قابلیت اطمینان سیستم و همچنین کاهش بار در خطوط انتقال هستند. در مقابل، از نظر ظرفیت قابل نصب، محدودیت دارند و در صورتی که میزان نصب آن‌ها از حد مجاز عبور کند، موجب افزایش تلفات در شبکه، افزایش رگولاسیون ولتاژ، کاهش عمر ترانسفورماتورهای قابل قطع زیر بار<sup>۳</sup>، اضافه‌بار تجهیزات شبکه، تغییر ضریب عدم تعادل شبکه، تأثیر بر عایق ترانسفورماتورها، ایجاد جریان‌های هارمونیک، رزونانس شبکه، خطا در تشخیص جزیره‌ای شدن<sup>۴</sup>، تزریق جریان مستقیم، تأثیر بر تلفات هسته و سیم‌پیچ ترانسفورماتور، تغییر ضریب توان ترانسفورماتور، تغییر جریان خطا، سطوح بالای اعوجاج‌های

1. Wind Farms
2. Photovoltaics
3. On Load Tap Changer
4. Islanding

ارزیابی ظرفیت‌پذیری شبکه پرداخته‌اند.

در مرجع [۹] از یک روش تکراری برای محاسبه ظرفیت‌پذیری بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت‌ها استفاده شده است؛ به این صورت که در ابتدا میزان تزریق به شین مد نظر صفر در نظر گرفته شده و سپس با استفاده از پخش بار، ولتاژ شین‌ها و جریان شاخه‌ها محاسبه می‌شود. چنانچه تخطی از قیود رخ نداده باشد، این مقدار به صورت پله‌ای افزایش می‌یابد تا جایی که مقدار تزریق در نظر گرفته شده، قیود را ارضا نکند. میزان ظرفیت‌پذیری شبکه با میزان تزریق در گام ماقبل آخر برابر است. چنانچه پله‌ها کوچک در نظر گرفته شوند، دقت بالا اما سرعت کم خواهد بود و اگر پله‌ها بزرگ در نظر گرفته شوند، دقت مسئله کم می‌شود و فقط با نصب منبع در یک شین، قابلیت استفاده دارد.

به‌منظور محاسبه ظرفیت‌پذیری از روش‌های بهینه‌سازی تکاملی، میزان تزریق و مکان نصب نیروگاه، به‌صورت تصادفی انتخاب شده و قیود شبکه توسط اجرای پخش بار بررسی می‌شوند سپس در صورت تخطی از قیود ضریب جریمه در نظر گرفته می‌شود تا تابع هدف بهینه گردد. در این روش برخلاف روش تکراری ارزیابی ظرفیت‌پذیری شبکه با در نظر گرفتن هر تعداد شین دارای منبع تولیدی قابل بررسی است.

در مرجع [۱۰] از الگوریتم ذرات بهبودیافته برای محاسبه ظرفیت‌پذیری شبکه دارای ۱۳ شین حاوی منبع تولید توان استفاده شده است. در این پژوهش قیود ولتاژ و توان عبوری از خطوط در نظر گرفته شده‌اند.

در مرجع [۱۱] یک روش ریاضی مبتنی بر بهینه‌سازی خطی برای تعیین ظرفیت‌پذیری در شبکه توزیع پیشنهاد شده است. این روش براساس مجموعه‌ای از معادلات پخش بار خطی است و قیود لحاظ‌شده شامل اندازه ولتاژ و انحراف زاویه ولتاژ شین‌ها، توان عبوری از خطوط و توان تبدلی با بالادست است. ابتدا مطالعه در محیط قطعی انجام شده و ارزیابی ظرفیت‌پذیری برای سناریوهای مختلف از محل نصب منابع تولید پراکنده و در دو حالت مختلف شامل لحاظ کردن و در نظر نگرفتن تلفات انجام شده است و سپس عدم قطعیت موجود در بار شبکه از روش مدل‌سازی مقاوم مدل گشته، به‌نحوی که ظرفیت‌پذیری برای کمترین و بیشترین بار شبکه در افق زمانی یک سال محاسبه شده و در نهایت ظرفیت‌پذیری در بدترین مورد گزارش شده است. اثربخشی و عملکرد این روش بر روی شبکه ۳۳ شین بررسی شده است که به یک جواب تقریبی بهینه در مدت‌زمان قابل قبول نسبت به روش‌های مدل‌سازی

تکراری می‌انجامد.

روش پخش بار بهینه<sup>۱</sup> (OPF) یک روش ریاضی است که در آن از حل مستقیم ریاضی معادلات حاکم بر شبکه استفاده می‌شود. در مرجع [۱۲] یک روش سریع بر پایه پخش بار بهینه برای محاسبه ظرفیت‌پذیری در شبکه ارائه شده است. محاسبات ظرفیت‌پذیری احتمالی نیاز به تکرارهای زیاد پخش بار دارد و در این مقاله با استفاده از ابزار قدرتمند برنامه‌ریزی چندپارامتری حل مسئله تسریع گردیده است. با استفاده از یک مدل شبکه تقریبی، نقاط تنظیم بهینه منابع تولید پراکنده، توسط یک برنامه درجه دوم تعیین می‌شوند که البته به‌صورت غیرخطی به پارامترهای غیرقطعی و تحلیلی وابسته‌اند. با فرمول‌بندی مجدد این برنامه، نمونه‌های پخش بار بهینه امکان‌پذیر و غیرممکن به‌طور یکسان به روشی یکپارچه مدیریت می‌شوند تا مکان، فرکانس و شدت نقض قیود شاخه‌ها را به‌طور منحصربه‌فرد آشکار کنند.

مرجع [۱۳] به محاسبه میزان نفوذ واحدهای تجدیدپذیر بادی و خورشیدی در شبکه توزیع پرداخته است. به‌منظور محاسبه ظرفیت‌پذیری در حضور عدم قطعیت توان خروجی این منابع و تغییرات بار روزانه، از ابزار ارزیابی ریسک استفاده شده و برای محاسبه پاسخ این ارزیابی، روش شبکه پراکنده<sup>۲</sup> به کار برده شده است. روش‌های موجود برای ارزیابی عملکرد تصادفی به دو دسته تحلیلی و عددی طبقه‌بندی می‌شوند. در تئوری، روش تحلیلی ارجح‌تر است؛ زیرا یک پاسخ مشخص ارائه می‌دهد. اما در این روش امکان کاهش واقع‌گرایی مدل وجود دارد. برای مثال، ابعاد داده کمتر مدل شود و یا برخی متغیرها در سیستم ثابت فرض شوند. به همین منظور در این مقاله روش تحلیلی شبکه پراکنده با روش عددی مونت‌کارلو<sup>۳</sup> مقایسه شده است تا صحت و دقت روش بررسی شود. مراجع [۱۴-۱۷] به افزایش ظرفیت‌پذیری مبتنی بر طراحی پرداختند.

در مرجع [۱۴] یک مدل ریاضی تصادفی به‌منظور تصمیم‌گیری در مورد مکان و ظرفیت مناسب منابع تولید پراکنده، ذخیره‌سازها و منابع توان راکتیو پیشنهاد شده است. در این پژوهش ملاحظات بهره‌برداری در نظر گرفته شده است. هدف از این بهینه‌سازی، بیشینه کردن میزان ظرفیت شبکه برای پذیرش واحدهای تولید پراکنده در حضور قیود کیفیت توان، پایداری استاندارد و حداقل هزینه است که به‌صورت برنامه‌ریزی بهینه مختلط عدد صحیح،

1. Optimal Power Flow  
2. Sparse Grid Technique  
3. Monte Carlo

روزانه و عدم قطعیت‌های موجود در آن در نظر گرفته نشده و بار به‌صورت قطعی مدل شده است.

در مراجع [۱۹-۲۵] به افزایش ظرفیت‌پذیری از طریق بهره‌برداری پرداختند؛ لذا محل و ظرفیت نصب تجهیزات شبکه ثابت در نظر گرفته شده و از استراتژی‌های مدیریت انرژی شبکه برای افزایش استفاده کردند.

در مرجع [۱۹]، بازآرایی جهت افزایش ظرفیت‌پذیری شبکه و در محیط قطعی لحاظ شده و پاسخ با الگوریتم ژنتیک اصلاح‌شده محاسبه شده است. در این شبکه، قید شعاعی بودن لحاظ نگردیده و شبکه می‌تواند به‌صورت شعاعی و حلقوی بهره‌برداری شود.

بازآرایی یکی از روش‌های بهبود مقدار ظرفیت‌پذیری شبکه است که به دو روش استاتیک و دینامیک انجام می‌شود. در بازآرایی به روش استاتیک، ساختار شبکه در بازه‌های زمانی مشخص مثلاً چندساعته تغییر می‌کند؛ اما در روش بازآرایی دینامیک ساختار، امکان تغییر برخط را دارد. مرجع [۲۰] به بررسی تأثیر بازآرایی استاتیک و دینامیک بر افزایش ظرفیت‌پذیرش واحدهای تولید پراکنده در شبکه توزیع پرداخته شده است. هدف این تحقیق، افزایش ظرفیت‌پذیرش واحدهای تولید پراکنده در حضور قیود گرمایی و ولتاژ بوده و از پخش بار برنامه‌ریزی غیرخطی آمیخته با عدد صحیح<sup>۳</sup> چندبازه‌ای استفاده شده است. نویسنده بیان کرده است که بازآرایی استاتیکی مزایای زیادی برای ظرفیت‌پذیری شبکه دارد، اما بازآرایی دینامیکی فقط در شرایطی که تعداد کلیدهای کنترل‌شونده از راه دور به‌اندازه کافی باشد، مفید خواهد بود. از معایب اصلی بازآرایی دینامیکی، هزینه‌های فرسودگی و سوختن کلیدها و افزایش خطر خرابی کلیدهاست. بازآرایی شبکه، یک مسئله بهینه‌سازی پیچیده است، به ویژه در شبکه‌های عملی که تعداد زیادی کلید دارند.

یکی از مهم‌ترین مشکلات ایجادشده با افزایش تزریق منابع تولید پراکنده، زیاد شدن ولتاژ است که بهترین روش‌های کنترل آن، بهره‌گیری از روش‌های کنترل توان رکتیو است. این روش‌ها شامل استفاده از ادوات مختلف کنترل توان رکتیو مانند بانک‌های خازنی موازی و متوالی، جبران‌سازهای استاتیکی توان رکتیو<sup>۴</sup> (SVC)، جبران‌سازهای استاتیک سنکرون<sup>۵</sup> و کنترل واحد تولید پراکنده توسط مبدل‌های هوشمند<sup>۶</sup> است.

مدل‌سازی گشته و در آن از مدل خطی برای شبکه استفاده شده است. افق زمانی سه‌ساله در نظر گرفته شده که پله‌های یک‌ساله برای تصمیم‌گیری تقسیم شده است. برای کاهش حجم محاسبات و با توجه به اینکه شبکه توزیع در نظر گرفته‌شده کوچک است و شرایط آب‌وهوایی شین‌های مختلف شبکه چندان تفاوتی ندارد، شین‌های نامزد برای نصب منابع و تجهیزات با استفاده از روشی مبتنی بر استفاده از داده‌های پیشین شبکه، محدود شده‌اند.

در مرجع [۱۵] با استفاده از بهینه‌سازی چندهدفه غیرخطی و چندزمانه، مسئله افزایش ظرفیت‌پذیری منابع بادی همراه با کاهش تلفات شبکه در محیط گمز مدل شده است. درحقیقت در این مسئله، بین کاهش تلفات شبکه و افزایش ظرفیت منابع بادی مصالحه وجود دارد. ملاحظه بهره‌برداری پاسخ‌گویی بار نیز لحاظ شده و مطالعه در افق زمانی یک‌ساله انجام شده است. مکان نصب و ظرفیت‌پذیری شبکه، خروجی‌های این پژوهش هستند.

مرجع [۱۶] به‌منظور افزایش ظرفیت‌پذیری مبتنی بر انتخاب مکان مناسب برای منابع خورشیدی و ذخیره‌سازها از الگوریتم تکاملی قالب ریخته‌گری بهره‌برده است همچنین ملاحظات بهره‌برداری از جمله کنترل بهینه توان رکتیو منابع خورشیدی و ذخیره‌سازها با بهره‌گیری از اینورترهای هوشمند در نظر گرفته شده است.

روش‌های تقویت شبکه و نصب ترانسفورماتورهای قابل قطع زیر بار برای افزایش ظرفیت‌پذیری منابع خورشیدی در [۱۷] بررسی شده است. شبیه‌سازی‌های ارائه‌شده نشان داده که برای سطوح نفوذ کم، تقویت شبکه مقرون‌به‌صرفه است.

در مرجع [۱۸] از دیدگاه طراحی افزایش ظرفیت‌پذیری شبکه بررسی شده است و ذکر شده که محل نصب منابع تولید پراکنده وابسته به مشتری و غیرقابل پیش‌بینی است. لذا به محاسبه کمترین ظرفیت‌پذیری شبکه در بین تمامی حالت‌هایی که ممکن است منابع نصب شوند پرداخته و البته برای تمامی حالت‌ها بازآرایی در نظر گرفته شده و بهترین ساختار شبکه انتخاب شده است؛ در نتیجه صرف‌نظر از مکان منابع تولید پراکنده، مقاوم‌ترین پاسخ به دست آمده است. در این پژوهش از بازآرایی شبکه در حضور کلیدهای به‌طور طبیعی باز<sup>۱</sup> و نقاط باز نرم<sup>۲</sup> برای افزایش ظرفیت‌پذیری استفاده شده است. در ادامه با استفاده از IGDT بازه تغییراتی برای خروجی منابع تولید پراکنده در نظر گرفته شده تا ظرفیت‌پذیری مقاوم در بازه دلخواه نیز باقی بماند. در این مطالعه تغییرات بار

3. Mixed Integer Nonlinear Programming  
4. Static Var Compensator  
5. Static Synchronous Compensator (STATCOM)  
6. Smart Inverter

1. Normally Open  
2. Soft Open Points



هماهنگی این استراتژی‌ها، افزایش ظرفیت‌پذیری همراه با تنظیم ولتاژ را در پی دارد.

در مرجع [۲۴] از روش تکراری مونت کارلو برای محاسبه میزان افزایش ظرفیت‌پذیری منابع خورشیدی در شبکه مبتنی بر استراتژی‌های تقویت شبکه، ترانسفورماتورهای قابل قطع زیر بار و کنترل توان رکتیو استفاده شده است؛ به این صورت که در بدترین ساعات سال هر منطقه که کمترین بار و بیشترین تولید منابع خورشیدی در شبکه رخ داده است، ظرفیت‌پذیری محاسبه می‌شود. برای به دست آوردن بدترین ساعات در سال، ابتدا میزان بار و تولید در یک نمودار رسم می‌شوند و سپس مجموعه داده‌های بالا سمت چپ انتخاب می‌شوند. محل و میزان تولید منابع خورشیدی در هر منطقه مشخص است و با استفاده از روش تکراری چنانچه قیود در بیش از ۲/۵ درصد از تکرارها تخطی شود، الگوریتم متوقف می‌شود. قیود شامل قیود ولتاژ، بارگذاری خطوط و ترانسفورماتورها بوده است.

مسئله ظرفیت‌پذیری، به محاسبه بیشینه ظرفیت تولید با در نظر گرفتن قیود ولتاژ و جریان می‌پردازد؛ لذا برای حل مسئله به یک روش پخش بار نیاز است. OPF یک ابزار بهینه‌سازی است که مقید به معادلات پخش بار است. این ابزار که با پارامترهای قطعی کار می‌کند، قادر است پارامترهای کنترلی را به گونه‌ای تنظیم کند که تابع هدف بیشینه شود و محدودیتی در تعداد شین دارای منبع تولیدی نیز ندارد؛ لذا در پژوهش حاضر از این ابزار استفاده می‌شود.

امروزه استفاده از مزارع بادی در شبکه توزیع در حال افزایش بوده اما خطاهای پیش‌بینی تولید بادی زیاد است؛ لذا این منابع، عدم قطعیت شبکه را به‌طور قابل توجهی بالا می‌برند. در مطالعات پیشین کمبود محاسبه ظرفیت‌پذیری شبکه توزیع در حضور عدم قطعیت های تولید بادی با استفاده از روشی سریع و کارآمد احساس می‌شود. روش‌های استفاده‌شده برای مدل‌سازی ظرفیت‌پذیری در حضور عدم قطعیت، عمدتاً روش‌هایی زمان‌بر هستند و به داده‌های خاصی از شبکه شامل سرعت باد و تابع چگالی احتمال متغیرهای غیرقطعی احتیاج دارند و چنانچه در مدل‌سازی، روش‌های مدیریت انرژی شبکه نیز لحاظ شود، زمان‌بر خواهند بود. لذا هدف از این مقاله محاسبه ظرفیت‌پذیری شبکه با استفاده از روش پخش بار بهینه و مدل‌سازی عدم قطعیت‌های بار روزانه و تولید بادی با استفاده از تئوری تصمیم‌گیری مبتنی بر شکاف اطلاعاتی<sup>۵</sup> (IGDT) برای ۲۴ ساعت شبانه‌روز است. همچنین به‌منظور بررسی میزان افزایش

در مرجع [۲۱] با مدیریت انرژی شبکه، ظرفیت پذیرش واحد های تولید پراکنده افزایش یافته است. عواملی که برای مدیریت شبکه در این تحقیق در نظر گرفته شده، شامل کنترل ولتاژ، جبران توان رکتیو، قطع منابع تولید پراکنده، کنترل ضریب توان منابع تولید پراکنده، بازآرایی و پاسخ‌گویی بار است. با در نظر گرفتن تمامی این موارد، مسئله به‌صورت برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح مدل شده که به دلیل محذب نبودن آن، تضمینی برای رسیدن به جواب بهینه وجود ندارد. در این تحقیق با استفاده از خطی‌سازی دقیق و ساده سازی مخروطی درجه دو، مسئله به‌صورت برنامه‌ریزی عدد صحیح آمیخته و درجه دو مدل شده است.

در مرجع [۲۲] روشی برای ارزیابی بیشینه ظرفیت‌پذیری، با در نظر گرفتن بهره‌برداری بهینه از تپ‌چنجر و SVC و در حضور عدم قطعیت‌های توان خروجی منابع تولید پراکنده و میزان بار ارائه شده است. در این تحقیق در مورد چگونگی یافتن بحرانی‌ترین قید فنی که ممکن است با تنظیم پارامترهای مدل‌سازی مقاوم پیشنهادی، ظرفیت‌پذیری واحدهای تولید پراکنده را محدود کند، نیز بحث شده است.

در مرجع [۲۳] از یک روش برنامه‌ریزی خطی تصادفی عدد صحیح مختلط مبتنی بر پخش بار خطی برای محاسبه ظرفیت‌پذیری شبکه توزیع در حضور استراتژی‌های مدیریت انرژی شبکه استفاده شده است. در این مقاله، محل نصب مزارع بادی معلوم فرض شده است. استراتژی‌های مدیریت انرژی شبکه باعث افزایش ظرفیت‌پذیری در شبکه می‌شوند که در این مقاله SVC، کنترل کننده‌های ضریب توان<sup>۱</sup> (PFC) و بازآرایی در شبکه مدل شده است. بازآرایی با کمک کلیدهای قابل کنترل از راه دور که روی تمامی شاخه‌ها قرار دارند انجام شده است. عدم قطعیت بار با سازوکار چرخ رولت و تولید نمونه برای آن و عدم قطعیت مزارع بادی از روش تبدیل معکوس<sup>۲</sup> و ناتاف<sup>۳</sup> مدل شده و سپس با روش‌های کاهش و الحاق سناریو<sup>۴</sup>، سناریوهای نماینده انتخاب شده‌اند. تابع هدف چندهدفه مبتنی بر اهداف کمترین انحراف ولتاژ و بیشترین ظرفیت نصب‌شده مزارع بادی با قیود ولتاژ شین‌ها و توان عبوری از شاخه‌هاست. اعتبار و سرعت مدل پیشنهادی بر روی شبکه ۳۳ شین تأیید شده و مدل‌سازی نشان داده که PFC و SVC در تنظیم ولتاژ و بازآرایی در افزایش ظرفیت‌پذیری نقش مهمی دارند که البته

1. Power Factor Control
2. Inverse Transformation
3. Nataf Transformation
4. Scenario Combination and Reduction

بهینه از تجهیزات موجود در جهت افزایش تابع هدف است. لذا محل نصب منابع بادی مشخص و تولید آن‌ها به بیشینه مقدار مجاز، محدود شده است.

### ۲.۱. مدل‌سازی عدم قطعیت‌های تولید بادی و بار

#### شبکه با نظریه تصمیم‌گیری مبتنی بر شکاف اطلاعاتی

IGDT یکی از روش‌های مدل‌سازی عدم قطعیت بوده که در برنامه ریزی‌ها و تصمیم‌گیری‌ها در حضور عدم قطعیت‌ها کاربرد دارد. در این روش نیازی به تابع چگالی احتمال پارامترهای غیرقطعی نیست و در مطالعاتی که دانسته‌ها از پارامترهای مسئله خیلی کم است، بسیار مفید می‌باشد. در این روش برای هر پارامتر غیرقطعی معادله ای به صورت معادله (۹) تعریف می‌شود.  $\alpha$  شعاع عدم قطعیت است که میزان انحراف پارامتر غیرقطعی از مقدار پیش‌بینی شده آن را بیان می‌کند. به‌طور خلاصه،  $\alpha$  به‌گونه‌ای تعیین می‌شود که مقدار تابع هدف از سطح معینی از مقدار پایه تجاوز نکند [۲۶].

$$U(\tilde{\theta}, \alpha) = \left\{ \tilde{\theta} : \frac{|\tilde{\theta} - \hat{\theta}|}{\hat{\theta}} \leq \alpha \right\}, \alpha \geq 0 \quad (9)$$

با در نظر گرفتن بازه‌ای حول مقدار پیش‌بینی شده برای پارامتر عدم قطعیت، بازه اطمینانی برای شخص تصمیم‌گیرنده مشخص می‌شود؛ به این صورت که اگر پارامتر پیش‌بینی شده در بازه اطمینان ارائه‌شده قرار گیرد، تابع هدف نیز در بازه دلخواه قرار خواهد گرفت [۲۷].

بسته به نوع مدیریت ریسک، دو استراتژی ریسک‌گریز و ریسک‌پذیر را می‌توان در IGDT پیاده‌سازی کرد. در استراتژی ریسک‌گریز، تصمیم‌گیری برای متغیرهای مسئله به‌گونه‌ای است که تابع هدف در برابر تغییرات نامطلوب پارامترهای غیرقطعی، مقاوم می‌شود؛ اما در استراتژی ریسک‌پذیر، تصمیمات بر اساس تغییرات دلخواه پارامترهای غیرقطعی اتخاذ می‌شود. از آنجاکه مدل‌سازی پیشنهادی به‌دنبال پاسخ‌های مقاوم در برابر عدم قطعیت‌هاست، استراتژی ریسک‌گریز انتخاب می‌شود که در معادله (۱۰) آورده شده است. در این معادله  $F(\tilde{\theta}, \Psi)$  تابعی از متغیرهای اصلی مسئله، یعنی  $\Psi$  و پارامترهای غیرقطعی است. همچنین  $\beta$  وابسته به سطح ریسک است که با توجه به داده‌های پیشین توسط بهره‌بردار شبکه مشخص می‌شود و عددی بین صفر و یک می‌باشد [۲۶].

$$\alpha(\Psi, (F)^\beta) = \min \left\{ -\alpha : (\max F(\Psi, \tilde{\theta})) \leq (1 \pm \beta)(F)^\beta \right\} \quad (10)$$

در این مقاله، استراتژی ریسک‌گریز مدل‌سازی شده است؛ زیرا تابع هدف را در برابر امکان خطا در مقابل پیش‌بینی پارامتر ورودی غیرقطعی، مقاوم می‌سازد. از داده‌های پیش‌بینی شده ساعتی بار، به

ظرفیت‌پذیری با به‌کارگیری روش‌های مدیریت انرژی شبکه، مدل‌سازی بازآرایی، جبران‌سازهای توان راکتیو و کنترل ضریب توان منابع بادی انجام گردیده و امکان تجدید ساختار شبکه و تنظیم ادوات کنترلی در هر ساعت در نظر گرفته شده است تا اثرگذاری تکی و ترکیبی این مجموعه مشخص شود.

### ۲. فرمول‌بندی مسئله

حداکثر میزان پذیرش توان اکتیو تولیدی در شبکه، بدون تخطی از قیود بهره‌برداری را ظرفیت‌پذیری می‌نامند. یکی از روش‌ها برای محاسبه ظرفیت‌پذیری، استفاده از روش پنخس بار بهینه (OPF) است. در این روش از حل مستقیم ریاضی معادلات حاکم بر شبکه استفاده می‌شود. در گذشته، از این روش برای حل مسائل برنامه‌ریزی اقتصادی سیستم قدرت با هدف کمینه‌سازی هزینه‌های تولید استفاده می‌شد و چون این مسئله بهینه‌سازی مبتنی بر قیود پنخس بار است، به آن OPF می‌گویند [۲۵].

مدل ریاضی مسئله ظرفیت‌پذیری به روش OPF در روابط (۱) تا (۸) آمده است.

$$\max \sum_{i=1}^N P_i^G \quad (1)$$

Subject to :

$$P_i^G - P_i^L - V_i \sum_j V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) = 0 \quad (2)$$

$$Q_i^G - Q_i^L - V_i \sum_j V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) = 0 \quad (3)$$

$$P_i^{G, \min} \leq P_i^G \leq P_i^{G, \max} \quad (4)$$

$$Q_i^{G, \min} \leq Q_i^G \leq Q_i^{G, \max} \quad (5)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (6)$$

$$S_{i-j} \leq S_{i-j}^{\max} \quad \forall (i-j) \in \text{Lines} \quad (7)$$

$$\frac{Q_j^G}{P_j^G} = \text{constant} \quad (8)$$

رابطه (۱) تابع هدف مسئله بهینه‌سازی است که بیان‌کننده مقدار ظرفیت‌پذیری شبکه است. در این مطالعه، پارامتر کنترلی توان اکتیو ژنراتورها بوده و قیود در نظر گرفته‌شده شامل قیود تعادل توان، حد توان اکتیو و راکتیو منابع بادی، حد حرارتی خطوط، محدوده ولتاژ شین‌ها و ثابت بودن ضریب توان منابع بادی است که به‌ترتیب در معادلات (۲) تا (۸) آمده‌اند. در شرایط نرمال، ضریب توان منابع بادی ثابت فرض شده، لذا توان راکتیو منابع وابسته به توان اکتیو بوده اما چنانچه از SVC و PFC استفاده شود، توان راکتیو این منابع نیز پارامتر کنترلی مسئله است که توسط OPF تنظیم می‌شود. در محاسبه ظرفیت‌پذیری از دیدگاه بهره‌برداری تمامی تجهیزات در مرحله طراحی، برنامه‌ریزی و نصب شده و هدف مسئله استفاده



$$v_{\ell}^{k+1} = \omega v_{\ell}^k + \alpha_1 R_1 (X_{Pbest, \ell}^k - x_{\ell}^k) + \alpha_2 R_2 (X_{Gbest, \ell}^k - x_{\ell}^k) \quad (18)$$

$$x_{\ell}^{k+1} = x_{\ell}^k + v_{\ell}^{k+1} \quad (19)$$

$\alpha_1$  و  $\alpha_2$  به ترتیب سهم حرکت هر ذره به سمت بهینه موقعیت دیده شده توسط همان ذره و بهینه سراسری را در هر تکرار مشخص می کند. برای کنترل همگرایی از PSO استفاده می شود و در هر تکرار با معادله (۲۰) به روزرسانی می شود.  $\omega^{min}$  و  $\omega^{max}$  معمولاً  $0.4$  و  $0.9$  در نظر گرفته می شوند که البته وابسته به مسئله نیز هست. هر چقدر  $\omega$  بزرگتر باشد، الگوریتم سریع تر همگرا می شود اما تعداد حرکات ناگهانی را زیاد می کند و ممکن است جواب ارائه شده جواب بهینه واقعی نباشد.

$$\omega = \omega^{max} - \frac{\omega^{max} - \omega^{min}}{k^{max}} \times k \quad (20)$$

## ۲.۲. مدل سازی تغییرات بار پایه در ساعات مختلف

### روز

با فرض اینکه داده های پیش بینی شده بار در ساعات مختلف روز در دسترس است، از این داده ها به عنوان بار پایه برای هر ساعت استفاده می شود و ظرفیت پذیری در هر ساعت به دست می آید. سپس با استفاده از استراتژی ریسک گریز،  $\alpha$  محاسبه می شود که در معادلات (۲۱) تا (۲۹) فرموله شده است [۳۰].

$$\max \alpha \quad (21)$$

$$\alpha = \pi \times \alpha^{WT} + (1 - \pi) \times \alpha^L \quad (22)$$

$$HC_i \geq HC_i^B \times (1 - \beta) \quad (23)$$

$$P_i^L = P_i^{L,B} \times (1 - \alpha_i^L) \quad (24)$$

$$P_i^{WT} = P_i^{WT,B} \times (1 + \alpha_i^{WT}) \quad (25)$$

$$\alpha_i^L = \Xi(\alpha_i^L) \quad (26)$$

$$\alpha_i^{WT} = \Xi(\alpha_i^{WT}) \quad (27)$$

$$0 \leq \alpha_i^L \leq 1 \quad (28)$$

$$0 \leq \alpha_i^{WT} \leq 1 \quad (29)$$

چون نیروگاه های بادی و بار ساعتی، عدم قطعیت های متفاوتی دارند، شعاع عدم قطعیت متفاوتی برای آن ها نیز لحاظ شده است. با توجه به اینکه تغییرات سرعت باد در شبکه بیشتر از بار است، اثر آن بر بیشینه شعاع عدم قطعیت با تغییر در  $\pi$  اعمال شده است.

خروجی مسئله  $\alpha$  و  $HC$  است. امید ریاضی ظرفیت پذیری ساعتی شبکه، ظرفیت پذیری را گزارش می کند که در معادله (۳۰) مدل سازی ریاضی شده است.

$$HC = \Xi(HC_i) \quad (30)$$

عنوان بار پایه برای هر ساعت استفاده می شود و به روش OPF مقدار حالت پایه ظرفیت پذیری محاسبه می شود.

با کم شدن بار شبکه، ظرفیت پذیری شبکه نیز کاهش می یابد. با کاهش بار و افزایش تولید بادی، شبکه در خطر تخطی از قیود قرار می گیرد. در نتیجه، کمینه ظرفیت پذیری شبکه با کاهش بار و افزایش تولید رخ می دهد. به منظور مدل سازی استراتژی ریسک گریز، تابع هدف ظرفیت پذیری حتماً از مقدار مشخصی، بیشتر است. این مقدار وابسته به  $\beta$  است؛ لذا تابع هدف کمتر از  $HC^B$  خواهد شد. با تغییر در  $\beta$  آنالیز حساسیت انجام می شود. فرمول بندی مسئله در روابط (۱۱) تا (۱۵) آمده است.

$$\max \alpha \quad (11)$$

$$HC \geq HC^B \times (1 - \beta) \quad (12)$$

$$P^L = P^{L,B} \times (1 - \alpha) \quad (13)$$

$$P^{WT} = P^{WT,B} \times (1 + \alpha) \quad (14)$$

$$0 \leq \alpha \leq 1 \quad (15)$$

برای حل مسئله بهینه سازی محاسبه  $\alpha$  از الگوریتم ازدحام ذرات<sup>۱</sup> (PSO) که یک روش بهینه سازی تکاملی است و قابلیت بالا در مدل سازی متغیرهای پیوسته دارد، استفاده شده است. این روش که توسط کندی و ابرهارت [۲۸] ارائه شده، مبتنی بر جمعیت است و به جمعیت، ازدحام گفته می شود. به متغیرهای احتمالی، ذرات گفته می شوند. ازدحام، برداری  $n$  بعدی است که به موقعیت متغیرهای احتمالی مسئله نسبت داده می شود و ابعاد آن برابر با تعداد متغیرهای احتمالی است. یک مثال از ازدحام  $n$  بعدی در معادله (۱۶) آمده است. ازدحام اولیه به صورت تصادفی تولید می شوند و تعداد نمونه های اولیه انتخابی وابسته به مسئله است. نمونه ها با سرعتی به سمت جواب بهینه حرکت می کنند که سرعت اولیه نیز توسط یک بردار  $n$  بعدی نمایش داده می شود که در معادله (۱۷) آمده است و معمولاً در ابتدا صفر در نظر گرفته می شود.

$$x_{\ell}^0 = [x_{\ell,1}^0, x_{\ell,2}^0, \dots, x_{\ell,n}^0] \quad (16)$$

$$v_{\ell}^0 = [v_{\ell,1}^0, v_{\ell,2}^0, \dots, v_{\ell,n}^0] \quad (17)$$

مشابه بقیه الگوریتم های تکاملی، PSO تکرار می شود تا تعداد تکرارها به عدد معینی برسد. در هر تکرار  $k$ ، با تابع برازندگی بهترین موقعیت هر ذره  $\ell$  انتخاب می شود و بهترین موقعیت هر ذره در بین تمامی تکرارها بهینه سراسری نامیده می شود. موقعیت و سرعت هر ذره با معادلات (۱۸) و (۱۹) در هر تکرار به روزرسانی می شوند [۲۹].

### ۳.۲. مدل‌سازی استراتژی‌های مدیریت انرژی شبکه

استراتژی‌های مدیریت انرژی در شبکه به‌منظور بهره‌برداری اقتصادی و امن‌تر شبکه استفاده می‌شوند. با بهره‌وری صحیح از استراتژی‌های مدیریت انرژی، ظرفیت‌پذیری شبکه افزایش خواهد یافت [۳۱]. استراتژی‌های مدیریت انرژی شبکه لحاظ‌شده در این مقاله شامل مدل‌سازی SVC، REC و PFC است.

#### ۱.۳.۲. جبران‌سازهای استاتیکی توان راکتیو

SVC یکی از ادوات الکترونیک قدرت است که امکان تزریق و یا جذب توان راکتیو از شبکه در بازه مشخصی را دارد. مدل‌سازی ریاضی آن در معادله (۳۱) آمده است.

$$Q_{i,t}^{svc,min} \leq Q_{i,t}^{svc} \leq Q_{i,t}^{svc,max} \quad \forall t \in T \quad (31)$$

#### ۲.۳.۲. بازآرایی شبکه

تغییر در وضعیت کلیدهای شبکه بازآرایی نام دارد. بازآرایی به دو شیوه استاتیکی و دینامیکی قابل انجام است. چنانچه در شبکه کلیدهای قابل کنترل از راه دور برای باز و بسته کردن خطوط نصب شده باشد، امکان بازآرایی دینامیکی در شبکه وجود دارد. بازآرایی با هدف افزایش ظرفیت‌پذیری انجام می‌شود، اما ساختار شبکه بایستی شعاعی و همبند باقی بماند. برای تخطی نکردن از این قیود باید از هر حلقه موجود در ساختار شبکه حداقل یک کلید قطع باشد و تمامی شین‌ها با شبکه بالادست ارتباط داشته باشند. نحوه مدل‌سازی بازآرایی شبکه با استفاده از PSO در مرجع [۳۲] آمده است.

#### ۳.۳.۲. مدل‌سازی کنترل‌کننده ضریب توان

واحدهای تولید پراکنده، بسته به نوع فناوری استفاده‌شده در پایانه آن‌ها، عملکرد متفاوتی از نظر ضریب توان دارند. چنانچه ضریب توان ثابتی داشته باشند، فقط کنترل توان اکتیو یا راکتیو پارامتر کنترلی خواهد بود و مانند یک بار منفی با ضریب توان ثابت مدل‌سازی می‌شوند. اما با استفاده از PFC که به‌منظور کنترل توان راکتیو تزریقی توربین‌های بادی استفاده می‌شود، ضریب توان متغیر خواهد بود. مدل‌سازی ریاضی در معادله (۳۲) آمده است.

$$-P_{i,t}^{WT} \tan(\cos^{-1} \phi_i^{WT,min}) \leq Q_{i,t}^{WT} \leq P_{i,t}^{WT} \tan(\cos^{-1} \phi_i^{WT,min}) \\ , \forall i \in \Omega_{WT}, \forall t \in T \quad (32)$$

مراحل اصلی مدل‌سازی در طرح‌واره شکل (۱) آمده است.

### ۳. نتایج عددی

هدف از این مطالعه، افزایش ظرفیت‌پذیری به روش‌های مدیریت انرژی شبکه و در محیط بهره‌برداری است لذا گزینه‌های ارتقای شبکه و نصب تجهیزات جدید مد نظر نیست و مکان نصب

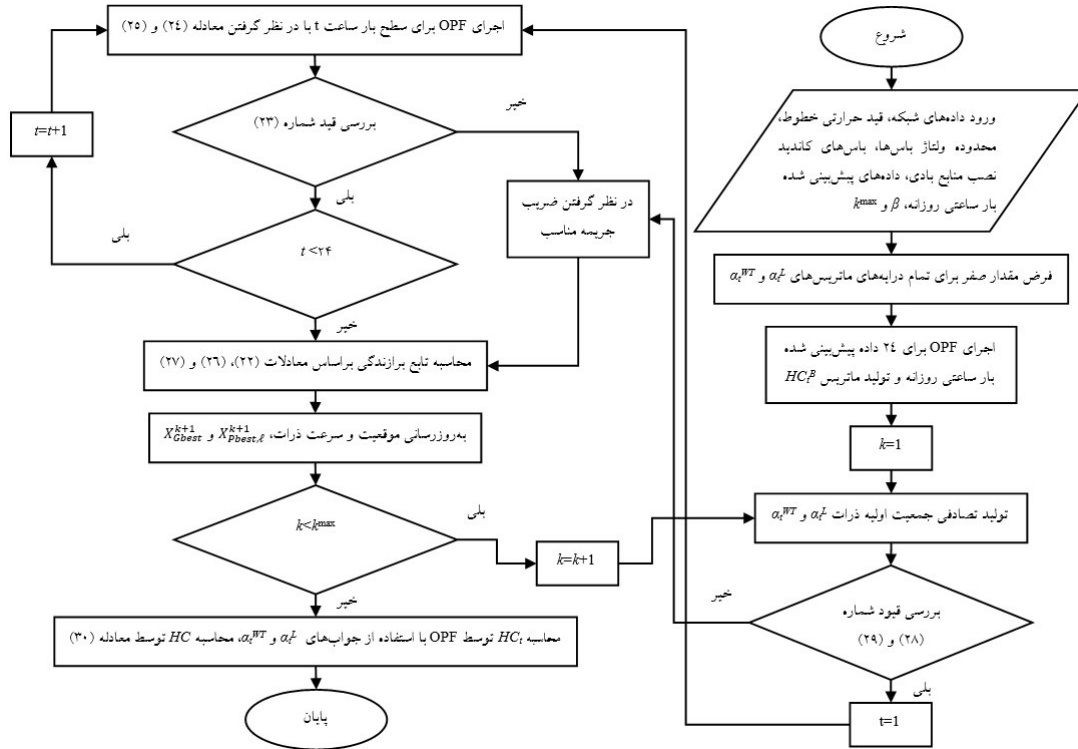
نیروگاه‌ها مشخص است. مدل پیشنهادی با تابع هدف رابطه (۱) برای شبکه ۳۳ شین اصلاح‌شده IEEE که در مرجع [۲۲] و شکل (۲) آمده، اجرا شده است. ولتاژ نامی شبکه ۱۲/۶۶ کیلوولت، بار حقیقی نامی ۳/۷۱۵ مگاوات و بار غیرحقیقی ۲/۳ مگاوار است و شبکه شامل ۳۲ خط بسته و ۵ خط باز می‌باشد. شبیه‌سازی در نرم افزار متلب با سیستم شخصی دارای CPU ۲/۸ گیگاهرتز و رم ۱۶ گیگابایت اجرا شده است.

مدل‌سازی برای حالت‌های زیر اجرا شده است:

۱. اعتبارسنجی محاسبه ظرفیت‌پذیری یا روش پخش بار بهینه برای بار پایه؛
۲. اعتبارسنجی محاسبه ظرفیت‌پذیری یا روش پخش بار بهینه برای بار غیرقطعی و در بدترین حالت از بار؛
۳. محاسبه ظرفیت‌پذیری یا روش پخش بار بهینه برای بار غیرقطعی در حضور مزارع بادی، به کمک روش IGDT و با مشارکت انواع استراتژی‌های مدیریت انرژی در ۸ سناریوی محتمل؛
۴. مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها به روش مقاوم و مقایسه نتایج با روش IGDT؛
۵. آنالیز حساسیت ظرفیت‌پذیری شبکه با تغییر در  $\beta$ .

در حالت (۱) محاسبه ظرفیت‌پذیری با روش OPF برای بار پایه بدون در نظر گرفتن استراتژی‌های مدیریت انرژی و عدم قطعیت‌ها اجرا شده تا صحت و دقت آن نشان داده شود. محدوده مجاز ولتاژ ۰/۹ درواحد تا ۱/۱ درواحد است. حداکثر تبادل توان مجاز با شبکه بالادست ۴/۶ مگاوات آمپر محدود شده است. شین‌های مختلف نامزد نصب توربین با ضریب توان ۰/۹۵ پس‌فاز هستند. نتایج عددی مدل‌سازی پیشنهادی در مقایسه با مراجع [۱۱]، [۱۵] در جدول (۱) آمده است.

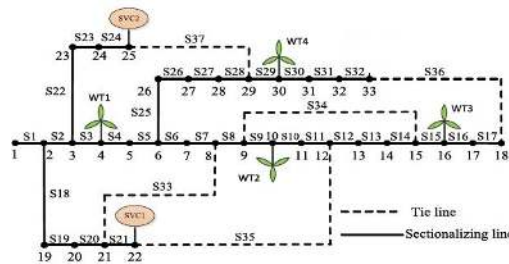
در حالت (۲) مدل‌سازی مشابه حالت (۱)، اما با در نظر گرفتن بار غیرقطعی انجام شده است. با کاهش بار، ظرفیت‌پذیری شبکه نیز کاهش می‌یابد؛ لذا با در نظر گرفتن بدترین حالت در بین داده‌های پیشین بار، کمترین ظرفیت‌پذیری شبکه به دست می‌آید. به‌منظور انتخاب بدترین حالت، کمترین بار رخ داده از بین داده‌های پیشین انتخاب می‌شود. با بررسی داده‌های پیشین مرجع [۱۵]، بار انتخابی ۴۰٪ بار پایه است و خروجی‌ها در جدول (۲) با مرجع [۱۵] مقایسه شده تا صحت و دقت شبیه‌سازی برای بار غیرقطعی نیز بررسی شود.



شکل (۱): الگوریتم مدل‌سازی پیشنهادی

شبکه و تنظیم ادوات کنترلی در هر ساعت در نظر گرفته شده است. ولتاژ نامی شین مینا ۱ درواحد است و برای دیگر شین‌ها محدوده مجاز ولتاژ ۰/۹۵ تا ۱/۰۵ درواحد است. حداکثر توان مبادلاتی با شبکه بالادست به ۴/۵ مگاوات امپر محدود شده است. شین‌های ۴، ۱۰، ۱۶، ۳۰ نامزد نصب توربین بادی هستند که در وضعیت‌هایی که ضریب توان ثابت فرض شده، ۰/۹ پس‌فاز و محدوده ضریب توان این توربین‌ها در حضور PFC، ۰/۹ تا ۰/۹ می‌باشد. بیشینه ظرفیت توان خروجی منابع تولید پراکنده در هر شین برابر با ظرفیت نصب‌شده در آن شین در نظر گرفته شده است و ضریب تأثیر عدم قطعیت‌های تولید بادی  $(\pi)$  ۰/۴۵ و  $\beta$  در این حالت ۰/۱۰ است. داده‌های ساعتی بار از مرجع [۳۳] استخراج شده‌اند که در جدول (۳) به صورت درواحد آمده است. در شین‌های ۲۲ و ۲۵، SVC نصب شده است که توان راکتیو خروجی آن قابلیت تغییر از ۰/۱ تا ۰/۷ را دارد. تمامی خطوط، مجهز به کنترل‌کننده از راه دورند که در بازاریابی شبکه از آن‌ها استفاده می‌شود. نتایج عددی ظرفیت‌پذیری ساعتی و ظرفیت‌پذیری روزانه شبکه به ترتیب در جدول (۴) و (۵) آمده است.

در حالت (۴) مدل‌سازی عدم قطعیت‌ها، از روش مقاوم انجام شده است تا کارایی روش IGDT بررسی شود به این صورت که با در نظر گرفتن بدترین حالت در بین داده‌های ساعتی بار ظرفیت‌پذیری



شکل (۲): شبکه ۳۳ شین اصلاحی مورد مطالعه

جدول (۱): ظرفیت‌پذیری با OPF در مقایسه با بقیه روش‌ها

روش	شین‌های نامزد	شین‌های انتخابی	ظرفیت‌پذیری (kW)
OPF پیشنهادی	۳ و ۲	۳ و ۲	۸۴۹۱
پخش بار خطی مرجع [۱۵]	۳ و ۲	۲	۸۴۸۴
پخش بار تکاملی مرجع [۱۱]	همه شین‌ها	۲	۷۹۰۰

جدول (۲): ظرفیت‌پذیری با بار غیرقطعی

روش	شین‌های نامزد	شین‌های انتخابی	ظرفیت‌پذیری (kW)
OPF پیشنهادی	۳ و ۲	۳ و ۲	۶۰۵۲
پخش بار خطی مرجع [۱۵]	۳ و ۲	۲	۶۱۱۶

در حالت (۳) مدل‌سازی با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های موجود در بار شبکه و تولید نیروگاه‌های بادی و ترکیب‌های مختلف تکنیک‌های مدیریت انرژی اجرا شده است. امکان تجدید ساختار

جدول (۵): ظرفیت‌پذیری در حضور استراتژی‌های مدیریت انرژی

$\alpha$	ظرفیت‌پذیری (MW)	ظرفیت نصب‌شده منابع بادی در هر شین (MW)				PFC	REC	SVC	حالت ساعت
		۱	۲	۳	۴				
		۰/۰۷	۰/۱۱	۰/۰۷	۰/۰۶				
۰/۰۷	۴/۷۸	۰/۱۱	۰/۰۷	۰/۰۶	۴/۵۲	x	x	x	۱
۰/۰۸	۴/۷۴	۰/۰۱	۰	۰	۴/۶۳	x	x	✓	۲
۰/۱۳	۴/۸۴	۰/۴۱	۰/۱۸	۰/۲۶	۳/۹۸	✓	x	x	۳
۰/۱۲	۵/۱۸	۰	۰/۰۳	۱/۷۴	۳/۴۰	x	✓	x	۴
۰/۱۳	۵/۲۵	۰/۴۲	۰/۲۹	۱/۳۰	۳/۲۲	x	✓	✓	۵
۰/۱۵	۵/۳۵	۰/۹۶	۰/۸۳	۰/۴۳	۳/۲۱	✓	✓	x	۶
۰/۱۱	۴/۹۲	۰/۴۳	۰/۱۹	۰/۲۸	۴/۰۲	✓	x	✓	۷
۰/۱۹	۵/۴	۱/۶۳	۰/۸۳	۲/۳۳	۰/۵۸	✓	✓	✓	۸

در حالت (۵) آنالیز حساسیت ظرفیت‌پذیری شبکه با تغییر در  $\beta$  از ۰/۱۰ تا ۰/۶۰ انجام شده است. ظرفیت‌پذیری شبکه و  $\alpha$  محاسبه شده و در جدول (۶) ارائه شده تا تأثیر تغییرات  $\beta$  بررسی شود. در سطر انتهایی، معادله (۳۳) محاسبه شده است. این معادله برای بررسی رعایت قید (۲۳) در الگوریتم بهینه‌سازی محاسبه شده است که مشاهده می‌شود اعداد در سطر اول و سوم به هم نزدیک‌اند و جواب به سمت بهینه محلی حرکت کرده است.

$$HC^B = \Xi(HC^B, \beta) \quad (33)$$

جدول (۶): آنالیز حساسیت ظرفیت‌پذیری شبکه

$\beta$	۰/۱	۰/۲	۰/۴	۰/۶
ظرفیت‌پذیری (kW)	۴۷۶۵	۴۲۷۸	۳۱۷۶	۲۶۹۲
$\alpha$	۰/۰۷	۰/۱۹	۰/۵۷	۰/۷۵
$(kW)HC^B$	۴۹۱۵	۴۳۶۹	۳۲۷۷	۲۱۸۴

طبق جدول (۶) مقدار پایه ظرفیت‌پذیری برای حالت (۱) با در نظر گرفتن  $\beta$  برابر با ۰/۱، ۴۹۱۵ کیلووات و شعاع عدم قطعیت ۰/۰۷ است. چنانچه طبق روش مونت‌کارلو، یک عدد تصادفی در بازه ۰ تا ۰/۰۷ انتخاب شود و ظرفیت‌پذیری برای کمینه بار و بیشینه تولید بادی در این شعاع عدم قطعیت محاسبه شود، طبق معادله (۱۲) انتظار می‌رود ظرفیت‌پذیری از ۰/۹ مقدار پایه ظرفیت‌پذیری بیشتر باشد. با اجرای شبیه‌سازی مربوطه برای ۳۰۰ تکرار این مهم محقق شد که نشان‌دهنده اعتبار روش IGDT و شبیه‌سازی صحیح این روش است. همچنین امکان ارزیابی خطر ظرفیت‌پذیری شبکه در IGDT وجود دارد به این صورت که طبق معادله (۱۲) چنانچه

شبکه محاسبه شده است. کمینه بار شبکه ۰/۰۸۸۱ بار پایه است که در ساعت دو رخ می‌دهد و دیگر داده‌ها مشابه حالت (۳) در نظر گرفته شده‌اند. چنانچه سناریو اول از حالت (۳) با استفاده از روش مقاوم مدل‌سازی شود ظرفیت‌پذیری ۴۴۷۱ کیلووات به دست می‌آید که همان‌طور که انتظار می‌رود پاسخ بدینانه است و کمتر از مقدار محاسبه شده از روش IGDT که ۴۷۸۰ است می‌باشد. قابل ذکر است که در روش IGDT، شعاع عدم قطعیت نیز در نظر گرفته شده است.

جدول (۳): داده‌های ساعتی بار

۱	۲	۳	۴	۵	۶
۰/۱۴۲	۰/۰۸۸۱	۰/۱۱۱	۰/۱۱۹	۰/۲۵۷	۰/۳۸۳
۰/۵۶۳	۰/۴۰۶	۰/۵۶۷	۰/۴۵۶	۰/۴۵۶	۰/۶۸۶
۰/۵۸۱	۰/۵۸۶	۰/۳۳۰	۰/۳۹۵	۰/۵۵۹	۰/۸۳۹
۰/۵۸۱	۰/۵۸۶	۰/۳۳۰	۰/۳۹۵	۰/۵۵۹	۰/۸۳۹
۰/۵۸۱	۰/۵۸۶	۰/۳۳۰	۰/۳۹۵	۰/۵۵۹	۰/۸۳۹
۰/۵۸۱	۰/۵۸۶	۰/۳۳۰	۰/۳۹۵	۰/۵۵۹	۰/۸۳۹
۰/۵۸۱	۰/۵۸۶	۰/۳۳۰	۰/۳۹۵	۰/۵۵۹	۰/۸۳۹
۰/۵۸۱	۰/۵۸۶	۰/۳۳۰	۰/۳۹۵	۰/۵۵۹	۰/۸۳۹
۰/۵۸۱	۰/۵۸۶	۰/۳۳۰	۰/۳۹۵	۰/۵۵۹	۰/۸۳۹
۰/۵۸۱	۰/۵۸۶	۰/۳۳۰	۰/۳۹۵	۰/۵۵۹	۰/۸۳۹

جدول (۴): ظرفیت‌پذیری ساعتی (MW) در حضور استراتژی‌های

مدیریت انرژی پیشنهادی

حالت ساعت	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸
۱	۴/۰۴	۴/۰۴	۴/۳۳	۴/۲۱	۴/۲۱	۴/۵۷	۳/۹۶	۴/۸۵
۲	۳/۹۳	۳/۹۳	۴/۲۳	۴/۱۴	۴/۱۴	۳/۹۶	۴/۳۹	۴/۴۰
۳	۳/۹۱	۳/۹۱	۴/۰۰	۴/۲۲	۴/۰۸	۳/۸۹	۴/۳۱	۴/۲۸
۴	۳/۹۹	۳/۹۹	۴/۲۱	۳/۹۶	۴/۱۴	۴/۶۳	۴/۲۴	۴/۳۸
۵	۴/۲۸	۴/۲۸	۴/۴۱	۴/۳۰	۴/۸۲	۴/۳۵	۴/۲۲	۵/۱۰
۶	۴/۵۱	۴/۵۱	۴/۷۳	۵/۰۵	۵/۰۶	۵/۲۷	۴/۷۸	۴/۷۰
۷	۴/۹۴	۴/۹۴	۴/۹۱	۵/۰۳	۵/۳۶	۵/۹۰	۵/۳۰	۵/۹۰
۸	۴/۶۴	۴/۶۴	۴/۷۶	۴/۷۱	۴/۵۷	۴/۹۵	۴/۷۶	۵/۰۹
۹	۴/۹۳	۴/۹۳	۵/۰۱	۵/۰۲	۵/۴۰	۴/۹۴	۵/۱۵	۵/۵۸
۱۰	۴/۷۰	۴/۷۰	۴/۷۷	۵/۳۰	۵/۰۸	۴/۷۶	۵/۰۱	۵/۳۷
۱۱	۴/۶۶	۴/۶۶	۴/۷۴	۴/۸۷	۵/۳۶	۴/۷۲	۵/۰۰	۴/۸۳
۱۲	۵/۲۱	۵/۲۱	۵/۱۹	۶/۲۸	۶/۲۸	۵/۷۹	۵/۴۷	۵/۴۳
۱۳	۵/۵۱	۵/۵۱	۵/۵۲	۵/۸۱	۶/۵۴	۷/۱۶	۵/۷۰	۶/۹۸
۱۴	۴/۹۷	۴/۹۷	۴/۹۷	۵/۰۹	۵/۶۹	۵/۸۴	۵/۲۴	۵/۱۶
۱۵	۴/۴۰	۴/۴۰	۴/۵۷	۴/۹۳	۴/۵۱	۵/۵۳	۴/۶۴	۵/۶۶
۱۶	۴/۵۷	۴/۵۷	۴/۸۷	۵/۱۶	۵/۱۷	۵/۵۹	۴/۵۲	۵/۴۶
۱۷	۴/۹۴	۴/۹۴	۴/۹۴	۵/۰۹	۵/۴۵	۵/۷۵	۴/۹۷	۶/۱۷
۱۸	۵/۳۱	۵/۳۱	۵/۳۲	۵/۳۲	۵/۳۲	۵/۹۴	۵/۴۹	۶/۰۵
۱۹	۵/۸۶	۵/۸۶	۵/۹۴	۶/۸۷	۶/۸۷	۷/۷۱	۵/۹۵	۶/۲۶
۲۰	۵/۸۴	۵/۸۴	۵/۸۵	۷/۰۸	۶/۸۰	۵/۸۹	۵/۹۶	۶/۸۰
۲۱	۵/۵۱	۵/۵۱	۵/۴۸	۶/۲۹	۵/۹۸	۶/۲۴	۵/۵۳	۵/۶۲
۲۲	۴/۸۰	۴/۸۰	۴/۹۵	۵/۶۱	۵/۵۰	۵/۷۱	۴/۷۹	۶/۱۶
۲۳	۴/۴۰	۴/۴۰	۴/۴۰	۴/۸۰	۵/۰۴	۵/۱۵	۴/۷۱	۴/۹۹
۲۴	۳/۹۹	۳/۹۹	۳/۹۳	۴/۱۵	۴/۲۵	۴/۶۱	۴/۱۹	۴/۲۷

بهره‌بردار جهت رفع خطر وارد عمل می‌گردد. نتایج آنالیز حساسیت نشان می‌دهد که به دلیل بازه بیشتر تغییر در قید شماره (۲۳)، با افزایش  $\theta$  ظرفیت‌پذیری شبکه کم و  $\alpha$  زیاد می‌شود.

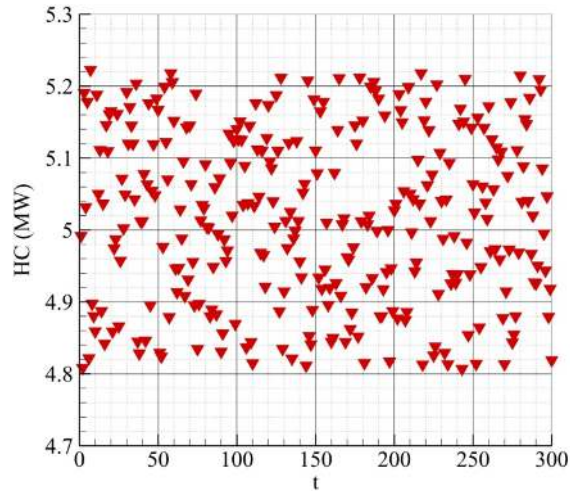
#### ۴. نتیجه‌گیری

تغییرات بار شبکه و تولیدات منابع بادی عدم قطعیت‌های زیادی را به شبکه تحمیل می‌کنند. برای کاهش خطر در بهره‌برداری از شبکه، بررسی این مقادیر به صورت ساعتی و برای ۲۴ ساعته شبانه‌روز نیاز است. روش‌های مدل‌سازی عدم قطعیت مانند مونت‌کارلو، سناریوسازی و... به اطلاعات زیادی از جمله تابع چگالی احتمال پارامترهای غیرقطعی احتیاج دارند و با در نظر گرفتن تغییرات ساعتی این پارامترها و استراتژی‌های مدیریت انرژی شبکه سرعت اجرای کمی خواهند داشت. روش مقاوم که به بررسی بدبینانه‌ترین سناریوی ممکن می‌پردازد، سریع و مطمئن است، اما بدبینانه‌ترین پاسخ را ارائه می‌دهد. لذا IGDT با داشتن حداقل اطلاعات از شبکه بازه اطمینانی به منظور بهره‌برداری از شبکه به دست می‌آورد و استراتژی ریسک‌گریز IGDT، تابع هدف را در برابر امکان خطا در مقابل پیش‌بینی پارامتر ورودی غیرقطعی، مقاوم می‌سازد.

در این مقاله به منظور مدل‌سازی ظرفیت‌پذیری شبکه در حضور عدم قطعیت‌های ناشی از تغییرات تولید منابع بادی و میزان بار مصرفی ساعتی شبکه، روش IGDT به کار برده شده و برای حل مسئله بهینه‌سازی موجود در روش IGDT از PSO استفاده شده است. محاسبه ظرفیت‌پذیری در سطح بار و شعاع عدم قطعیت‌های متفاوت، نیازمند روشی سریع و دقیق بوده، لذا از روش OPF بهره برده شده است. برای افزایش ظرفیت‌پذیری، استراتژی‌های مدیریت انرژی شبکه از جمله SVC، REC و PFC به کار گرفته شده و در هشت سناریوی مختلف، ترکیب این سه استراتژی بررسی شده است. PFC در تنظیم ولتاژ و بازآرایی در تخطی نکردن از قید توان عبوری از خطوط، تأثیر زیادی از خود نشان داده‌اند. ترکیب بهره‌گیری از هر سه استراتژی با افزایش ظرفیت‌پذیری از ۴/۸۴ مگاوات به ۵/۴ مگاوات همراه است که با افزایش شعاع عدم قطعیت، بازه اطمینان بزرگ‌تری را نیز فراهم می‌آورد.

کاربرد این مدل‌سازی در مسائلی است که بهره‌بردار به محاسبه ظرفیت‌پذیری شبکه در حضور پارامترهای غیرقطعی به صورت سریع، دقیق و به دور از خطر نیاز دارد.

ظرفیت‌پذیری بیشتر از ۴/۲۳۵ مگاوات باشد، خطری وجود ندارد که نتایج شبیه‌سازی خطر صفر را نشان دادند. خروجی‌های شبیه‌سازی فوق در شکل (۳) آمده است.



شکل (۳): ارزیابی خطر با روش مونت‌کارلو

نتایج شبیه‌سازی حالت (۳) نشان می‌دهد که بازآرایی و PFC به ترتیب ظرفیت‌پذیری شبکه را از ۴/۸۷ مگاوات به ۵/۱۸ و ۴/۸۴ مگاوات افزایش می‌دهند. همچنین شعاع عدم قطعیت نیز از ۰/۰۷ به ۰/۱۲ و ۰/۱۳ تغییر می‌کند؛ لذا افزایش ظرفیت‌پذیری شبکه که همراه با افزایش شعاع عدم قطعیت است، قابل توجه است. اما SVC شعاع عدم قطعیت را از ۰/۰۷ به ۰/۰۸ افزایش داده؛ در حالی که ظرفیت‌پذیری شبکه به ۴/۷۴ مگاوات کاهش یافته است ولی افزایش شعاع عدم قطعیت مطلوب است. ترکیب PFC و بازآرایی، موجب افزایش ظرفیت‌پذیری به ۵/۳۵ مگاوات و شعاع عدم قطعیت به ۰/۱۵ می‌شود و در صورت ترکیب هر سه استراتژی، افزایش ظرفیت‌پذیری به ۵/۴ مگاوات و شعاع عدم قطعیت به ۰/۱۹ رخ داده است. همان‌طور که بیان شد، افزایش ظرفیت‌پذیری از ۴/۸۷ مگاوات به ۵/۴ مگاوات قابل توجه است و علاوه بر آن با افزایش شعاع عدم قطعیت، بازه اطمینان بزرگ‌تری نیز رخ می‌دهد؛ لذا اثرگذاری استراتژی‌های مدیریت انرژی قابل توجه است.

نتایج شبیه‌سازی حالت (۴) برای مقایسه روش مقاوم و IGDT انجام شده است. ظرفیت‌پذیری در روش مقاوم ۳/۷۴۷ مگاوات است و در روش IGDT به ۴/۷۸ مگاوات افزایش یافته که در صورت استفاده از استراتژی‌های مدیریت انرژی تا ۵/۴ مگاوات نیز افزایش می‌یابد، اما شعاع عدم قطعیت به ۰/۱۹ محدود می‌شود؛ لذا چنانچه تغییرات بار ساعتی و تولید بادی به گونه‌ای باشد که از بازه اطمینان خارج شود، ظرفیت‌پذیری شبکه نیز کاهش خواهد یافت و

		فهرست علائم	
ضریب بیشینه انحراف از مقدار پایه تابع هدف	$\beta$	$HC$ ظرفیت‌پذیری	
زاویه ولتاژ	$\delta$	$k$ تعداد تکرار در PSO	
زاویه المان (m,n) در ماتریس ادمیتانس شبکه	$\theta_{mn}$	$n$ تعداد بعد ازدحام در PSO	
پارامترهای غیرقطعی	$\tilde{\theta}$	$N$ تعداد شین‌های شبکه	
مقدار پیش‌بینی شده پارامتر غیرقطعی	$\hat{\theta}$	$P$ توان اکتیو	
ضریب وزنی شعاع عدم قطعیت تولید مزارع بادی	$\pi$	$Q$ توان راکتیو	
ضریب توان	$\psi$	$R_1, R_2$ اعداد تصادفی	
ضریب اینرسی	$\omega$	$S$ توان ظاهری عبوری از خط	
مجموعه شین‌های دارای مزارع بادی	$\Omega_{WT}$	$t$ تعداد تکرار در روش مونت‌کارلو	
<b>بالانویس‌ها</b>		$T$ مجموعه بازه‌های زمانی	
حالت پایه	$B$	$U$ مجموعه عدم قطعیت‌ها	
تولیدی	$G$	$v^0$ سرعت اولیه	
مصرفی	$L$	$V$ اندازه ولتاژ	
بیشینه	max	$x^0$ ازدحام اولیه	
کمینه	min	$X_{Pbest}$ بهینه محلی	
مزارع بادی	$WT$	$X_{Gbest}$ بهینه سراسری	
<b>زیرنویس‌ها</b>		$Y_{mn}$ اندازه المان (m,n) در ماتریس ادمیتانس شبکه	
شمارنده شین‌ها	$i, j$	<b>علائم یونانی</b>	
شمارنده ذره‌ها در PSO	$\ell$	$\alpha$ شعاع عدم قطعیت	
بازه زمانی	$t$	$\alpha_1, \alpha_2$ ضرایب یادگیری شخصی	

## مراجع

- [1] Bollen, M., Hassan, F., *Integration of Distributed Generation in the Power System*, IEEE Press, 2011.
- [2] Syahputra, R., Robandi, I., Ashari, M., "Performance improvement of radial distribution network with distributed generation integration using extended particle swarm optimization algorithm", *International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.)*, Vol. 10, No. 2, pp. 293-304, 2015, <http://doi.org/10.15866/iree.v10i2.5410>.
- [3] Patil, A., Girgaonkar, A., Musunuri, S. K., "Impacts of increasing photovoltaic penetration on distribution grid-voltage rise case study", in *Proc. of the International Conference on Advances in Green Energy (ICAGE)*, pp. 1-6., 2014, <http://doi.org/10.1109/ICAGE.2014.7050150>.
- [4] Baran, M. E., Hooshyar, H., Zhan, S., Huang, A., "Accommodating High PV Penetration on Distribution Feeders", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 2, pp. 1039-1046, 2012, <http://doi.org/10.1109/TSG.2012.2190759>.
- [5] Pezeshki, H., Wolfs, P. J., Ledwich, G., "Impact of High PV Penetration on Distribution Transformer Insulation Life", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 29, No. 3, pp. 1212-1220, 2014, <http://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2287002>.
- [6] Arefifar, A., *Determination of Optimal Location and Value of Distributed Generation and reactive power sources simultaneously in distribution system*, M.S. Thesis, Isfahan University of Technology, 1362, (in Persian).
- [7] Ismael, S. M., Aleem, S. H. E. A., Abdelaziz, A. Y., Zobaa, A.F., "State-of-the-Art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation", *Renewable Energy*,



- Vol. 130, pp. 1002-1020, 2019, <http://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.008>.
- [8] Abad, M. S. S., Ma, J., Han, X., *Distribution systems hosting capacity assessment: relaxation and linearization*, in Smart Power Distribution Systems, Academic Press, pp. 555-586, 2019, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812154-2.00023-7>.
- [9] Sahu, S. K., Ghosh, D., *Hosting capacity enhancement in distribution system in highly trenchant photo-voltaic environment: a hardware in loop approach*, IEEE Access, Vol. 8, pp. 14440-14451, 2019, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2962263>.
- [10] Jin, W., Chen, L., Chen, H., Zheng, S., *A novel evaluation method of the hosting capacity of multiple renewable energy stations accessed into a power system*, Energy Reports, Vol. 9, pp. 56-65, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.05.089>.
- [11] Alturki, M., Khodaei, A., Paaso, A., Bahramirad, S., *Optimization-Based distribution grid hosting capacity calculations*, Applied Energy, Vol. 219, pp. 350-360, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.127>.
- [12] Taheri, S., Jalali, M., Kekatos, V., Tong, L., *Fast probabilistic hosting capacity analysis for active distribution systems*, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 12, No. 3, pp. 2000-2012, 2021, <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.3038651>.
- [13] Al-Saadi, H., Zivanovic, R., Al-Sarawi, S. F., *Probabilistic hosting capacity for active distribution networks*, IEEE Transactions on Industrial Applications, Vol. 13, No. 5, pp. 2519-2532, 2017, <https://doi.org/10.1109/TII.2017.2698505>.
- [14] Santos, S. F., Fitiwi, D. Z., Shafie-Khah, M., Bizuayehu, A. W., Cabrita, C. M. P., Catalao, J. P. S., *New multistage and stochastic mathematical model for maximizing res hosting capacity - part i: problem formulation*, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 8, No. 1, pp. 304-319, 2017, <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2598400>.
- [15] Soroudi, A., Rabiee, A., Kean, A., *Distribution networks' energy losses versus hosting capacity of wind power in the presence of demand flexibility*, Renewable Energy, Vol. 102, pp. 316-325, 2017, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.051>.
- [16] Gush, T., Kim, C. H., Admasie, S., Kim, J. S., Song, J. S., *Optimal smart inverter control for PV and BESS to improve PV hosting capacity of distribution networks using slime mould algorithm*, IEEE Access, Vol. 9, pp. 52164-52176, 2021, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3070155>.
- [17] Navarro-Espinosa, A., Ochoa, L. F., *Increasing the PV hosting capacity of LV networks OLTC-Fitted transformers Vs. reinforcements*, IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2015, <https://doi.org/10.1109/ISGT.2015.7131856>.
- [18] Li, J., Ge, S., Liu, H., Hou, T., Wang, P., Xing, P., *An improved IGDT approach for distributed generation hosting capacity evaluation in multi-feeders distribution system with soft open points*, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 154, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109404>.
- [19] Davoudi, M., Cecchi, V., Agüero, J. R., *Network reconfiguration with relaxed radiality constraint for increased hosting capacity of distribution systems*, IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016, <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741555>.
- [20] Capitanescu, F., Ochoa, L. F., Margossian, H., Hatziargyriou, N. D., *Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 30, No. 1, pp. 346-356, 2015, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2320895>.
- [21] Ikeda, S., Ohmori, H., *Evaluation for maximum hosting capacity of distributed generation considering active network management*, International Journal of Electrical and Electronic Engineering Telecommunications, Vol. 7, No. 3, pp. 96-102, 2018, <https://doi.org/10.18178/ijeetc.7.3.96-102>.
- [22] Wang, S., Chen, S., Ge, L., Wu, L., *Distributed generation hosting capacity evaluation for distribution systems considering the robust optimal operation of OLTC and SVC*, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 7, No. 3, pp. 1111-1123, 2016, <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2529627>.
- [23] Xiao, J., Li, Y., Qiao, X., Tan, Y., Cao, Y., Jiang, L., *Enhancing hosting capacity of uncertain and correlated wind power in distribution network with ANM strategies*, IEEE Access, Vol. 8, pp. 189115-189128, 2020,

- <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3030705>.
- [24] Arshad, A., Lehtonen, M., "A stochastic assessment of PV hosting capacity enhancement in distribution network utilizing voltage support techniques", IEEE Access, Vol. 7, pp. 46461-46471, 2019, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2908725>.
- [25] Ramezani, M., *Assessment of available transfer capability of transmission network in the presence of wind farms*, Ph.D. dissertation, Tarbiat Modares University, 1387, (in Persian).
- [26] Aboli, R., Ramezani, M., Falaghi, H., "A hybrid robust distributed model for short-term operation of multimicrogrid distribution networks", Electric Power Systems Research, Vol. 177, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106011>.
- [27] O'Connell, A., Soroudi, A., Keane, A., "Distribution network operation under uncertainty using information gap decision theory", IEEE Transactions On Smart Grid, Vol. 9, No. 3, pp. 1848-1858, 2018, <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2601120>.
- [28] Kennedy, J., Eberhart, R., "Particle swarm optimization", International Conference on Neural Networks (ICNN'95), Vol. 4, pp. 1942-1948, 1995, <https://doi.org/10.1109/ICNN.1995.488968>.
- [29] Ramezani, M., Haghifam, M. R., Singh, C., Seifi, H., Parsa Moghaddam, M., "Determination of capacity benefit margin in multiarea power systems using particle swarm optimization", IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 24, No. 2, pp. 631-641, 2009, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.2005712>.
- [30] Hooshmand, E., Rabiee, A., "Robust model for optimal allocation of renewable energy sources, energy storage systems and demand response in distribution systems via information gap decision theory", IET Generation, Transmission Distribution, Vol. 13, No. 4, pp. 511-520, 2019, <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5671>.
- [31] Ismael, S. M., Abdel Aleem, S. H. E., Abdelaziz, A. Y., Zobaa, A. F., *Distributed generation in deregulated energy markets and probabilistic hosting capacity decision-making challenges*, in Decision Making Applications in Modern Power Systems, Academic Press, pp. 223-246, 2020.
- [32] Jin, X., Zhao, J., Sun, Y., Li, K., Zhang, B., "Distribution network reconfiguration for load balancing using binary particle swarm optimization", International Conference on Power System Technology, Singapore, Vol. 1, pp. 507-510, 2004, <https://doi.org/10.1109/ICPST.2004.1460047>.
- [33] Li, P., Ji, H., Wang, C., Zhao, J., Song, G., Ding, F., Wu, J., "Coordinated control method of voltage and reactive power for active distribution networks based on soft open point", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 8, No. 4, pp. 1430-1442, 2017, <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2686009>.