

Optimal Operation of Distributed Generation in Microgrids in the Presence of Electrical and Thermal Loads Using the Improved Shuffled Frog Leaping Algorithm

Shirin Momen¹, Javad Nikoukar^{2*}, Majid Gandomkar³

¹ Faculty of Electrical Engineering, Islamic Azad University, Saveh branch, Saveh, Iran
shirin.momen@iaau-saveh.ac.ir

² Faculty of Electrical Engineering, Islamic Azad University, Saveh branch, Saveh, Iran
Javad.Nikoukar@iaau.ac.ir

³ Faculty of Electrical Engineering, Islamic Azad University, Saveh branch, Saveh, Iran
gandomkar@iaau-saveh.ac.ir

Keywords:

demand response
energy market
optimization
distributed energy resources
improved shuffled frog leaping
algorithm

Original Research Article

Paper History:

Received: 20/09/2022

Accepted: 21/08/2023

Abstract: In traditional generation systems, about 25% of energy is wasted, and the presence of distributed energy resources (DER) such as photovoltaic, wind turbines, fuel cell, and the combined heat and power can reduce fuel consumption, pollution, and transmission losses. In this paper, a complete energy management framework in a microgrid is proposed by considering the constraints using Improved Shuffled Frog Leaping Algorithm, in which the exact share of energy production for different units is determined. The proposed scheme is used to select the best arrangement of DERs in the microgrid, the output of which is to determine the number and optimal location of DERs in several bus-bars. Then, the independent system operator determines the quantity of energy exchange and consumption by considering load distribution constraints. Boilers and CHPs have also been used to maintain the balance between the production of thermal power by energy sources and thermal demands. In addition, the Demand Response Program has been used with the aim of smoothing the load curve and of reducing the operating costs. Finally, the proposed method has been implemented and simulated using MATLAB software on a two standards 69-and- 118-bus IEEE system. The comparison of the results with other algorithms showed the accuracy and superiority of the proposed method from the point of view of reducing operating costs.

How to cite this article: Momen, Sh., Nikoukar, J., Gandomkar, M., "Optimal Operation of Distributed Generation in Microgrids in the Presence of Electrical and Thermal Loads Using the Improved Suffled Frog Leaping Algorithm", Energy Engineering and Management, Vol. 13, No. 2, PP. 66-83, 2023. <https://doi.org/10.22052/EEM.2023.252437.0>

© 2023 University of Kashan Press.

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



Introduction

In the use of microgrids, an optimal economic plan for power generation should be considered in order to supply the load, taking into account the available resources and facilities. In the recent years, due to an increase in greenhouse gas emissions and because of concerns about the health of the global community and environmental pollution, the tendency to use renewable energies is growing. The considered objective function is to maximize the profits from the sale of battery power or excess electrical energy to the grid. Considering that the presented objective function is non-linear and discrete, the conventional optimization methods cannot be used to solve this group of problems, and meta-heuristic methods that are used in this paper from ISLFA must be resorted to.

Materials and Methods

In this paper, the Improved Frog Leaping Algorithm is used to optimize energy in microgrids. The ISFLA is an algorithm based on meta-heuristic memetics. The ISFLA is inspired by the way a group of frogs search for food. The frog's combined mutation algorithm uses the combination method and provides the possibility of message exchange in local search. In this paper, using the proposed method after determining the location, number and capacity of resources the optimal arrangement of DER resources is studied to reduce operating costs in a microgrid. The results of simulation on two systems will be checked with several other methods for validation and verification, and at the end, the network reliability indicators will be evaluated.

Results

In the first scenario, considering that the conditions of pollution, network losses, and DRPs have been met equally, this scenario can be considered as the base case and other case studies are evaluated according to scenario one. The operating cost in this case was estimated at 3250 dollars. In the second scenario, the weight of the minimization of operating costs increased due to an increase in the profit from the use of

DRP. The results obtained from ISFLA estimated the cost of operation at 2675 dollars, and the reduction in electricity and heat demand was achieved by 19.9% and 14.3%, respectively. In this case, the participation of consumers in exploitation reached its maximum. In the third scenario, the weight of reduction of pollution caused by fossil fuels in CHP and boiler was more than other restrictions, which brought the operating cost to 2859 dollars. In this case, the electricity and heat savings according to DRP programs were 8.4% and 6.6%, respectively. Finally, in the fourth scenario and with an increase in the impact of losses, the operating cost reaches 2968 dollars and the DR programs had a positive effect on supplying electrical and thermal demand by 10.9% and 7.8%, respectively.

Discussion and Conclusion

In this paper, an optimization method based on the ISLFA has been presented, with the aim of finding the optimal answer for the energy management of a microgrid in different approaches. The objective function considered in this study included pollution cost, loss cost, battery participation and operating costs, whose output results showed the best arrangement for the desired number of DER. According to the conducted case studies, it has been observed that during low load hours, energy having been purchased from the upstream network at a cheap price and stored in the battery; therefore, during peak hours, in addition to supplying the required power of MG loads, additional energy was also sold to the upstream network to increase income. The results obtained from the case studies showed an average reduction of 16.5% and 10.6% respectively in the costs of operational losses and pollution reduction. Considering load response programs also reduces operating costs by 24% and can be profitable for subscribers. The obtained results and its comparison with other methods showed an increase in the profit of using DR and a reduction in the operating cost. A definite reduction in load and a reduction in LOEE in calculations also showed an increase in system reliability.

بهره‌برداری بهینه منابع تولیدپراکنده در ریزشبکه‌ها در حضور بارهای الکتریکی و حرارتی با استفاده از الگوریتم جهش قورباغه بهبودیافته

شیرین مؤمن^۱، جواد نیکوکار^{۲*}، مجید گندمکار^۳

^۱ دانشجوی دکتری، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد ساوه، ساوه، ایران

shirin.momen@iau-saveh.ac.ir

^۲ دانشیار، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد ساوه، ساوه، ایران

Javad.Nikoukar@iau.ac.ir

^۳ دانشیار، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد ساوه، ساوه، ایران

gandomkar@iau-saveh.ac.ir

واژه‌های کلیدی:

پاسخ‌گویی بار

بازار انرژی

بهینه‌سازی

منابع انرژی توزیع شده

الگوریتم جهش قورباغه

مقاله علمی پژوهشی

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۶/۲۹

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۵/۳۰

چکیده: در سیستم‌های تولید سنتی، حدود ۲۵ درصد از انرژی تولیدی صرف غلبه بر تلفات شبکه می‌شود و وجود منابع انرژی توزیع شده مانند منابع فتوولتائیک، توربین بادی و مزارع بادی، سلول سوختی و تولید همزمان برق و حرارت می‌تواند مصرف سوخت، آلودگی و تلفات خطوط انتقال را کاهش داده و بهره‌وری شبکه‌ها را افزایش دهند. در این مقاله، با در نظر گرفتن محدودیت‌های توزیع توان توسط الگوریتم جهش قورباغه بهبودیافته، یک چارچوب مدیریت انرژی منظم در ریزشبکه ارائه می‌شود که در آن سهم دقیق تولید یا مصرف انرژی برای واحدهای مختلف تعیین می‌گردد. طرح پیشنهادی برای انتخاب بهترین آرایش منابع در ریزشبکه مورد استفاده قرار می‌گیرد که خروجی آن تعیین تعداد و محل بهینه منابع در شینه‌های مختلف است. سپس، اپراتور مستقل سیستم با در نظر گرفتن محدودیت‌های پخش بار، مقدار تبادل و مصرف انرژی را تعیین می‌کند. از بویلر و CHP نیز برای حفظ تعادل بین تولید انرژی حرارتی توسط منابع تولید انرژی و مشترکین حرارتی استفاده می‌شود. علاوه بر این، از برنامه‌های پاسخگویی بار با هدف هموارسازی منحنی بار و کاهش هزینه‌های بهره‌برداری در این مسئله بهینه‌سازی بهره گرفته شده است. روش پیشنهادی با استفاده از نرم‌افزار MATLAB بر روی سیستم استاندارد ۶۹ شینه و ۱۱۸ شینه IEEE پیاده‌سازی و شبیه‌سازی شده که مقایسه نتایج حاصله با چند الگوریتم دیگر، صحت و برتری روش پیشنهادی را از منظر کاهش هزینه‌های بهره‌برداری، کاهش آلودگی و بهبود قابلیت اطمینان نشان می‌دهد.

۱. مقدمه

در بهره‌برداری از ریزشبكة‌ها، باید یک برنامه بهینه اقتصادی برای تولید توان به‌منظور تأمین بار با در نظر گرفتن منابع و امکانات موجود در نظر گرفته شود. در سال‌های اخیر با توجه به افزایش انتشار گازهای گلخانه‌ای و نگرانی از سلامت جامعه جهانی و آلودگی محیط‌زیستی، تمایل به استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر در حال رشد است [۱]. در مرجع [۲] روشی مبتنی بر بهینه‌سازی مصرف توان و مدیریت انرژی ریزشبكة و کنترل سیستم با به‌کارگیری برنامه پاسخ‌گویی بار در بهره‌برداری ریزشبكة در ارتباط با شبکه اصلی مورد بررسی قرار گرفته است. در مرجع [۳] تأثیر بهره‌برداری با استفاده از برنامه پاسخ‌گویی بار^۱ در برنامه‌ریزی تولید روزانه ریزشبكة به‌همراه مسطح نمودن پروفایل توان بار و جلوگیری از خاموشی و به تعویق انداختن سرمایه‌گذاری در شبکه برای تولید بیشتر در حالت عملکرد جزیره‌ای مورد بررسی قرار گرفته است. در مرجع [۴] بهینه‌سازی اقتصادی برای تولید ریزشبكة در حالت وصل به شبکه اصلی و با قابلیت انتقال توان مطالعه شده است. در مراجع [۵-۶] به ارائه برنامه اقتصادی برای حداکثرسازی سود در بهره‌برداری از ریزشبكة و افزایش رفاه اجتماعی با در نظر گرفتن بارهای گرمایشی، منابع ذخیره‌ساز و شبکه اصلی به‌همراه مسطح نمودن منحنی بار، در بازار رقابتی پرداخته شده است. در مرجع [۷] از برنامه‌ریزی تصادفی دومرحله‌ای^۲ به‌منظور مشارکت واحدها در تأمین بار با در نظر گرفتن برنامه پاسخ‌گویی بار به‌عنوان ذخیره استفاده شده است. در این مقاله در لحظات بحرانی مانند خروج خط، با توجه به میزان توان کاهش‌یافته، DRP به‌صورت تکه‌ای خطی و اجباری برای مشارکت‌کنندگان به کار برده می‌شود. در مرجع [۸] از یک روش برنامه‌ریزی عدد صحیح مرکب^۳ برای برنامه‌ریزی منابع استفاده نموده‌اند که در آن تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان می‌توانند پیشنهادهای خود را در قالب پنج محصول مجزا به بازار عرضه کنند؛ که این ذخیره سمت تقاضا نه‌تنها باعث افزایش سود مصرف‌کنندگان خواهد شد بلکه قادر خواهد بود قدرت بازار^۴ را کاهش دهد.

طبق دستورالعمل شرکت‌های برق منطقه‌ای، کاهش بار در زمان پیک به کاهش هزینه توزیع اقتصادی بار انجامیده و از ایجاد قیمت‌های بالا در زمان‌های پیک جلوگیری می‌کند. همچنین تغییر

در الگوی مصرف ساعتی به کاهش چشمگیر قیمت حاشیه‌ای محلی^۵ منجر می‌شود. به‌علاوه، پاسخ‌دهی بار نه‌تنها باعث صاف و هموار شدن منحنی پروفایل بار می‌شود، بلکه به کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و اثرات مخرب آزاد شدن گازهای کربنی کمک شایانی می‌کند. برنامه‌ریزی ورود و خروج نیروگاه‌ها با در نظر گرفتن قید امنیت سیستم^۶ (SCUC) نسبت به مسئله توزیع اقتصادی بار و کاهش هزینه بهره‌برداری برتری دارد؛ چراکه SCUC به منعطف‌تر شدن و کارآمدتر شدن بازار برق کمک قابل توجهی می‌کند.

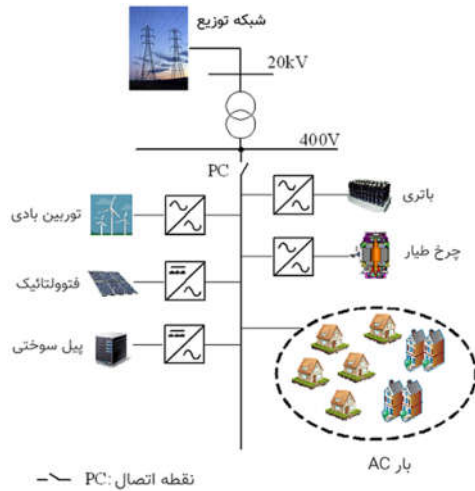
مرجع [۹] به‌منظور پیاده‌سازی DR در شبکه، برنامه قیمت‌گذاری بلادرنگ را در حضور عدم قطعیت قیمت برق مدل‌سازی کرده است. عدم قطعیت در این مقاله به‌صورت برنامه‌ریزی مقاوم صورت گرفته است. برنامه‌ریزی بهره‌برداری به‌همراه قید امنیت شبکه و SCUC به‌همراه تأثیر ریسک بهره‌برداری با حضور توربین بادی^۷ در مرجع [۱۰] مدل‌سازی شده است. در مرجع [۱۱] مدل پیشنهادی مرجع [۹] به‌صورت خطی ارائه شده که به‌راحتی قابل پیاده‌سازی باشد.

مفهوم وابسته بودن بار به قیمت در مقالات زیادی مورد توجه بوده است که از آن جمله می‌توان به مرجع [۱۲] اشاره کرد. الاستیک و منعطف بودن بار نسبت به قیمت را می‌توان در نسبت تغییرات نسبی بار به تغییرات نسبی قیمت تعریف کرد. در مرجع [۱۳] برنامه‌ریزی بارهای قابل قطع به‌عنوان یکی از مهم‌ترین و متداول‌ترین برنامه‌های پاسخ‌دهی بار مورد مطالعه قرار گرفته است. الاستیسیته قیمت در مرجع [۱۴] به دو نوع الاستیسیته خودی و متقابل تقسیم شده است. الاستیسیته خودی مربوط به بارهایی است که قابلیت جابه‌جا شدن از ساعتی به ساعت بعد را ندارند که در این صورت مقدار این ضرایب الاستیسیته همیشه منفی است. ضرایب الاستیسیته متقابل در عوض مقادیر مثبت اختیار کرده و به بارهایی منتسب می‌شود که قابلیت به تعویق انداختن داشته باشند [۱۵]. در مرجع [۱۶] مدل جامعی ارائه شده که در آن وابستگی بار به قیمت از طریق چهار تابع خطی، پتانسیل، نمایی و لگاریتمی نشان داده شده است. سپس با ارائه ضرایب وزنی به هر کدام از چهار تابع گفته شده یک مدل جامع از کل این توابع به دست می‌آید. در این مقاله ذکر شده است که مناسب‌ترین پاسخ برای توابع بار برحسب قیمت در مدل الاستیسیته خطی به دست می‌آید.

5. Local Marginal Price (LMP)
6. Security Constrained Unit Commitment (SCUC)
7. Wind Turbine

1. Demand Response Program
2. Two-stage stochastic programming
3. Mixed Integer Programming
4. Market Power

قید حداقل نمودن هزینه کل می‌باشد. در این راستا، ابتدا هزینه‌های هریک از واحدهای تولیدی تشریح خواهد شد.



شکل (۱): یک ریزشبكة در تعامل با بازار برق

۱.۲. مدل واحد خورشیدی

داده‌های مربوط به توان تابیده‌شده بر سطح آرایه با استفاده از رابطه (۱) به توان خروجی تبدیل می‌شود.

$$P_{PV} = \frac{G}{1000} P_{PV, rated} \cdot \eta_{PV} \quad (1)$$

G توان تابش عمود بر سطح آرایه (W/m^2) و $P_{PV, rated}$ توان نامی هر آرایه بوده که به‌ازای $1000 W/m^2$ به دست می‌آید. η_{PV} برابر با بازدهی مبدل DC/DC نصب‌شده بین هر آرایه و شینه DC است. در صورت در دست بودن مؤلفه‌های عمودی و افقی توان تابشی خورشید در هر لحظه، می‌توان توان تابیده‌شده (به‌صورت عمودی) بر سطح آرایه نصب‌شده با زاویه θ_{PV} را طبق رابطه (۲) محاسبه کرد [۲۰].

$$G(t, \theta_{PV}) = G_V(t) \cos(\theta_{PV}) + G_H(t) \sin(\theta_{PV}) \quad (2)$$

که در آن $G_V(t)$ و $G_H(t)$ به ترتیب نرخ تابش افقی و عمودی در گام زمانی t ام برحسب (W/m^2) هستند.

۲.۲. مدل توربین بادی

مشخصه توان-سرعت توربین بادی مورد استفاده در مدل‌سازی این مقاله در مرجع [۲۱] آورده شده است. این منحنی معمولاً توسط کارخانه سازنده توربین ارائه می‌شود و بیان‌کننده توان حقیقی است که از توربین به شینه DC منتقل می‌شود. توان خروجی (P_{WT}) برحسب سرعت باد (v_W) را می‌توان با رابطه (۳) تقریب زد که در آن v_{cutin} ، v_{cutout} و v_{rated} به ترتیب سرعت‌های قطع پایین، سرعت قطع بالا و سرعت نامی (m/s)

به‌منظور بهینه‌سازی انرژی در ریزشبكة‌ها، اخیراً در مطالعات جدید از الگوریتم جهش قورباغه^۱ استفاده شده است. الگوریتم SFLA یک الگوریتم مبتنی بر ممیتیک^۲ فراابتکاری^۳ است [۱۷]. الگوریتم ممیتیک، یک الگوریتم مبتنی بر جمعیت است که برای مسائل بهینه‌سازی پیچیده و بزرگ مورد استفاده قرار می‌گیرد. ایده اصلی این الگوریتم، به‌کارگیری یک روش جست‌وجوی محلی در درون ساختار الگوریتم ژنتیک برای بهبود کارایی هنگام جست‌وجوست. الگوریتم ممیتیک در ابتدا مجموع جواب‌های اولیه را رمزگذاری می‌کند، سپس این الگوریتم میزان شایستگی هریک از جواب‌ها را براساس یک تابع برازندگی، محاسبه کرده و جواب‌های جدیدی را تولید می‌کند [۱۸]. الگوریتم SFLA از نحوه جست‌وجوی غذای گروه قورباغه‌ها الهام می‌گیرد. الگوریتم جهش ترکیبی قورباغه از روش ترکیب استفاده می‌کند و امکان مبادله پیام در جست‌وجوی محلی را فراهم می‌سازد. این الگوریتم مزایای الگوریتم نموممیتیک^۴ و بهینه‌سازی گروه ذرات را ترکیب می‌کند. در الگوریتم جهش ترکیبی قورباغه نه تنها در جست‌وجوی محلی، بلکه در جست‌وجوی سراسری نیز پیام‌ها مبادله می‌شوند؛ بدین ترتیب جست‌وجوی محلی و سراسری به‌خوبی در این الگوریتم ترکیب می‌شوند. الگوریتم جهش ترکیبی قورباغه قابلیت بالایی برای جست‌وجوی سراسری دارد و پیاده‌سازی آن ساده است؛ همچنین توانایی حل بسیاری از مسائل غیرخطی، غیرقابل تشخیص و چندحالتی را دارد [۱۹].

در این مقاله با استفاده از روش پیشنهادی، پس از تعیین مکان، تعداد و ظرفیت منابع، آرایش بهینه منابع DER به‌منظور کاهش هزینه‌های بهره‌برداری در یک ریزشبكة مورد مطالعه قرار می‌گیرد و نتایج حاصل از شبیه‌سازی روی دو سیستم نمونه با چند روش دیگر جهت اعتبارسنجی و صحت‌سنجی بررسی خواهد شد و در انتها نیز شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه مورد ارزیابی قرار خواهد گرفت.

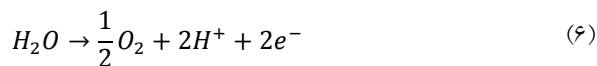
۲. فرمول‌بندی مسئله مدیریت انرژی

شکل (۱) ساختار یک ریزشبكة در تعامل با بازار برق را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌گردد، سیستم مورد مطالعه شامل واحدهای بادی، خورشیدی، پیل سوختی، باتری و مبدل DC/AC و انواع بارها اعم از قابل قطع و غیرقابل قطع هستند. هدف از انجام این مطالعه، تعیین بهینه تعداد منابع DER در ریزشبكة با

1. Shuffled Frog Leaping Algorithm
2. Memetic
3. Metaheuristics
4. Nemo-memetic

۳.۲. مدل الکترولایزر

وظیفه الکترولایزر تجزیه آب به هیدروژن و اکسیژن توسط فرایند ساده الکترولیز است؛ بدین ترتیب که جریان مستقیم الکتریسیته از مسیر بین دو الکترود که در آب غوطه‌ورند، عبور کرده و باعث تجزیه آب به اکسیژن و هیدروژن می‌گردد. اکسیژن در سمت کاتد و هیدروژن در سمت آند تولید می‌شود. هیدروژن معمولاً در فشاری حدود ۳۰ بار تولید می‌گردد؛ این درحالی است که برای تولید الکتریسیته در یک پیل سوختی PEM کافی است که فشار مواد واکنش‌دهنده ۱/۲ بار (حدوداً کمی بیشتر از فشار هوا) باشد؛ اگرچه به‌منظور افزایش چگالی هیدروژن ذخیره‌شده بعضاً فشار آن را تا ۲۰۰ بار نیز افزایش می‌دهند [۲۳]. همچنین به‌منظور کاهش مصرف انرژی لازم برای متراکم کردن هیدروژن، از دو تانک ذخیره‌ساز استفاده می‌شود. خروجی الکترولایزر مستقیماً به تانک اول متصل می‌شود، پس از پر شدن تانک اول، کمپرسور روشن شده و هیدروژن درون این تانک را پس از متراکم کردن وارد تانک پرفشار می‌کند. بدین ترتیب از کار کردن متوالی کمپرسور پرهیز شده و در مجموع انرژی کمتری مصرف می‌شود. در مدل پیشنهادی این مقاله به‌دلیل استفاده از پیل سوختی غشای پروتونی (PEM) و با توجه به اینکه در این نوع پیل فشار مورد نیاز هیدروژن ۱/۲ بار است، به‌منظور کاهش مصرف انرژی از طرح بدون کمپرسور استفاده می‌شود. فعل و انفعالات الکتروشیمیایی در دستگاه الکترولیز آب به‌صورت رابطه (۶) است:



برای مدل کردن الکترولایزر از بازدهی آن به‌عنوان یک پارامتر ورودی استفاده می‌شود. ارزش حرارتی هیدروژن ۳/۴ کیلووات ساعت بر مترمکعب است که با در نظر گرفتن بازدهی معادل ۹۰٪ برای الکترولایزر برای تولید یک کیلوگرم هیدروژن طبق رابطه (۷) انرژی معادل ۴۱/۹۷ کیلووات ساعت مصرف می‌کند.

$$E_{cons} = \frac{3.4}{0.9} = 41.97 \frac{kWh}{kg} \quad (7)$$

وزن هیدروژن تولیدی در هر ساعت از تقسیم انرژی مازاد تولیدی که از سیستم به الکترولایزر می‌رود، بر عدد ۴۱/۹۷ به دست می‌آید.

$$H_2 = \frac{E_{gen}(kWh)}{41.97 \left(\frac{kWh}{kg}\right)} \quad (8)$$

بوده و $P_{WT,max}$ بیشینه توان خروجی (kW) و P_{furl} نیز توان خروجی در سرعت قطع بالا هستند. در این مقاله m برابر با ۳ در نظر گرفته شده است.

$$P_{WT} = \begin{cases} 0 & ; v_w \leq v_{cutin}, v_w \geq v_{cutout} \\ P_{WTmax} \times \left(\frac{v_w - v_{cutin}}{v_{rated} - v_{cutin}} \right)^m & ; v_{cutin} \leq v_w \leq v_{rated} \\ P_{WTmax} + \frac{P_{furl} - P_{WTmax}}{v_{cutout} - v_{rated}} \times (v_w - v_{rated}) & ; v_{rated} \leq v_w \leq v_{cutout} \end{cases} \quad (3)$$

نوسانات توان خروجی توربین‌های بادی در اثر تغییر سرعت باد به وجود می‌آید. برای یک دوره طولانی از فعالیت یک مزرعه بادی، خطای پیش‌بینی مشابه یک تابع توزیع نرمال است. برای کاهش ریسک خطای پیش‌بینی در مسئله برنامه‌ریزی سیستم، می‌توان خطای پیش‌بینی را در سطوح مختلف قابلیت اطمینان محاسبه کرد. خطای پیش‌بینی تولید انرژی بادی تحت عنوان ریسک تولید شناخته می‌شود. برای مثال سطح اطمینان ۹۵٪ می‌گوید احتمال اینکه خطای پیش‌بینی بزرگ‌تر از مقدار ریسک تولید باشد، کمتر از ۵٪ است. این روش از این جهت در این مقاله استفاده می‌شود تا ظرفیت انرژی بادی با یک سطح قابلیت اطمینان مشخص در برنامه‌ریزی تولید قرار گیرد. انرژی بادی پیش‌بینی‌شده منهای ریسک تولید، میزان توانی است که باید در مسئله برنامه‌ریزی مورد استفاده قرار گیرد. از آنجاکه برنامه‌ریزان، بیشتر مایل به زیاد برآورد کردن تولید مولدهای بادی هستند، یک منحنی توزیع یک‌طرفه در این مقاله در نظر گرفته می‌شود. معادلات ذیل سطح خطای بالای منحنی یک‌طرفه توزیع نرمال را با سطح اطمینان $(100-\alpha)\%$ تخمین می‌زند [۲۲].

$$e' = \mu_e + z_\alpha \sigma_e \quad (4)$$

$$P(e - \mu_e > z_\alpha \sigma_e) = \frac{\alpha}{100}$$

که e' معرف ریسک تولید، μ_e و σ_e میانگین و انحراف معیار استاندارد خطای پیش‌بینی باد هستند. در واقع e مقداری است که می‌گوید احتمال اینکه خطای پیش‌بینی بالاتر از e' باشد، کمتر از $\alpha\%$ است. پس طبق رابطه (۵) می‌توان این موضوع را نشان داد.

$$P(e < e') = 5\% \quad (5)$$

با استفاده از مقدار میانگین خطا، انحراف استاندارد و z_α ریسک تولید (e') از روابط قبلی محاسبه شده و عدد به‌دست‌آمده از مقدار پیش‌بینی شده کم می‌گردد و این عدد است که به‌عنوان خروجی مولد بادی در مسئله بهینه‌سازی وارد می‌شود.

۴.۲. مدل پیل سوختی PEM

پیل‌های سوختی تجهیزاتی الکتروشیمیایی هستند که انرژی شیمیایی را مستقیماً به انرژی الکتریکی تبدیل می‌کنند. پیل‌های سوختی غشای پروتونی (PEM) دارای کارکرد قابل اطمینانی تحت شرایط کار ناپیوسته هستند و انواع صنعتی آن در مقیاس زیاد تولید شده‌اند و به صورت تجاری در دسترس هستند. این نوع پیل سوختی برای کاربردهای ساکن و بزرگ مناسب است و دارای پاسخ دینامیکی نسبتاً سریعی، در حدود ۱ تا ۳ ثانیه می‌باشد. توان خروجی این پیل سوختی به صورت تابعی از توان هیدروژن ورودی به آن و همچنین بازدهی آن (η_{FC})، که می‌توان آن را ثابت فرض نمود، قابل محاسبه است [۲۴].

$$P_{FC-inv} = P_{tank-FC} \eta_{FC} \quad (۹)$$

۵.۲. مدل تانک هیدروژن

انرژی ذخیره‌شده در تانک برای هر گام زمانی t از رابطه (۱۰) قابل محاسبه است:

$$E_{tank}(t) = E_{tank}(t-1) + P_{elec-tank} \Delta t - P_{tank-FC} \Delta t / \eta_{storage} \quad (۱۰)$$

Δt طول هر گام زمانی، $P_{elec-tank}$ توان انتقالی از الکترولیزر به تانک هیدروژن و $P_{tank-FC}$ توان انتقالی از تانک هیدروژن به پیل سوختی هستند. $\eta_{storage}$ نیز معرف بازدهی سیستم ذخیره‌ساز است که می‌تواند نشان‌دهنده تلفات ناشی از نشتی و یا پمپاژ باشد. بیشینه جرم هیدروژن قابل نگهداری در تانک با ظرفیت نامی آن برابر در نظر گرفته شده و همچنین فرض می‌گردد که به علت برخی مشکلات، از جمله افت فشار داخل مخزن، تمام هیدروژن ذخیره‌شده قابل استخراج نیست. در واقع هیدروژن موجود در تانک همواره دارای محدوده بالا و پایین خواهد بود.

$$E_{tank}(t)^{min} < E_{tank}(t) < E_{tank}(t)^{max} \quad (۱۱)$$

۶.۲. مدل باتری

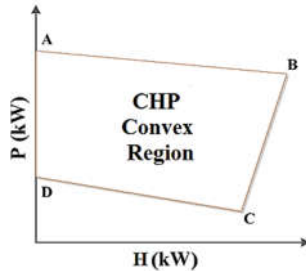
باتری برای تأمین بار در شرایط عدم وجود منبع انرژی تجدیدپذیر مورد استفاده قرار می‌گیرد. اختلاف بین توان تولیدشده و توان مورد نیاز بار نشان می‌دهد که آیا باتری باید شارژ و یا دشارژ گردد. مقدار شارژ بانک باتری در دوره زمانی t با استفاده از رابطه (۱۲) به دست می‌آید که $E_{bat}(t)$ و $E_{bat}(t-1)$ معرف مقدار شارژ بانک باتری در دوره‌های زمانی (t) و $(t-1)$ هستند، η_{bat} و η_{dis} به ترتیب بازدهی شارژ و دشارژ بانک باتری هستند. محدوده عملکرد باتری‌ها

بین ۲۰ تا ۹۰ ظرفیت در نظر گرفته شده است.

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t-1) + P_{gen} \Delta t \eta_{bat} - P_{bat-inv} \Delta t / \eta_{dis} \quad (۱۲)$$

۷.۲. مدل CHP

در CHP، توان حرارتی می‌تواند برحسب میزان بازده و همچنین درصد بارگذاری آن به صورت تکه‌ای خطی طبق شکل (۲) تقریب زده شود. با توجه به این‌که در هر بازه تنها یک قسمت از نمودار تقریب‌زده شده قابل استفاده است، برای حصول این موضوع و مدل‌سازی توان خالص آن می‌توان از روابط زیر استفاده نمود:



شکل (۲): محدوده توان قابل حصول در CHP

$$P_{CHP} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{CHP}} \gamma_e^{CHP} * P_{t,j}^{gas(CHP)} \quad (۱۳)$$

$$P_{t,j-1}^{elec(CHP)} * k_{t,j}^{CHP} < P_{t,j}^{CHP} < P_{t,j}^{elec(CHP)} * k_{t,j}^{CHP} \quad (۱۴)$$

$$\sum_{j=1}^{N_{CHP}} k_{t,j}^{CHP} = 1 \quad (۱۵)$$

در روابط فوق، γ_e^{CHP} درصد تولید توان الکتریکی از حرارت دریافتی است. مابقی انرژی به حرارت تبدیل خواهد شد که توان حرارتی را تأمین خواهد نمود. پارامترهای $P_{t,j}^{CHP}$ و $P_{t,j}^{elec(CHP)}$ به ترتیب توان حرارتی و توان الکتریکی CHP در هر بلوک تکه‌ای خطی است. رابطه (۱۴) بیان می‌کند که توان تولیدی در هر بلوک، باید بین مقدار قبل و بعد آن باشد و ترتیب رعایت گردد. $k_{t,j}^{CHP}$ یک متغیر باینری است. رابطه (۱۵) هم بیان می‌کند که توان الکتریکی خروجی، فقط از یکی از بلوک‌های تکه‌ای خطی برداشت می‌شود. کوره القایی نیز به منظور تأمین پروفایل حرارت مورد استفاده قرار می‌گیرد. مقدار حرارت تولیدشده توسط این تجهیز که گاز طبیعی را به‌عنوان ورودی مصرف می‌کند، از رابطه (۱۶) به دست می‌آید.

$$H_{Furnace} = \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{N_{furnace}} \gamma_e^{furnace} * P_{t,l}^{gas(input)} \quad (۱۶)$$

۹.۲. مدل بارهای غیرقابل قطع و قابل قطع

بار غیرقابل قطع باید همیشه تأمین شود؛ تقریباً اکثر بارهای الکتریکی از این دسته هستند. برای بالا بردن قابلیت اطمینان بار غیرقابل قطع، در نوسانات ناگهانی توان تولیدی واحدهای تجدیدپذیر و نوسانات بار این نوع بار، نیازمند مقداری ذخیره عملیاتی است. ذخیره کوتاه‌مدت انرژی برای از عهده برآمدن نوسانات تقاضای توان یا تطبیق دادن تلفات ناگهانی بعضی تولیدات، نیاز است. یک سیستم ریزشبکه با تعداد زیادی تولیدکننده کوچک یک سیستم انعطاف‌پذیر است. تولیدکنندگان کوچک نه انرژی قابل ملاحظه‌ای در اینرسی مکانیکی شان ذخیره می‌کنند و نه لزوماً به‌سرعت به تغییرات ناگهانی بار واکنش نشان می‌دهند. ذخیره عملیاتی تأمین‌کننده حاشیه اطمینان^۱ برای سیستم‌های قدرت، طبق عدم قطعیت بار الکتریکی و عدم قطعیت توان خروجی واحدهای تجدیدپذیر انرژی جهت کارکرد با قابلیت اعتماد بالاست. در صورت قطعی از سوی تأمین‌کننده، باید جریمه بالای مقرر شده به مصرف‌کننده پرداخت شود. اگر C_{IS} برابر با متوسط ضرر ناشی از قطع هر کیلووات ساعت بار مصرفی ($\$/kWh$) در نظر گرفته شود، آنگاه ارزش خالص فعلی از دست رفتن این نوع بار را می‌توان طبق رابطه (۲۴) به دست آورد:

$$NPC_{IS} = LOEE \cdot C_{IS} \cdot PWA(ir, R) \quad (24)$$

$PWA(ir, R)$ فاکتور ارزش فعلی پرداخت‌های سالیانه و $LOEE$ امید ریاضی از دست رفتن انرژی^۲ هستند که در بخش بعد روابط آنها کامل بیان می‌گردد. در مقابل بارهای غیرقابل قطع، بارهای قابل قطع قرار دارند. تأمین این نوع بار نیاز به ذخیره عملیاتی ندارد و درصد کمی از تقاضای بار از نوع بار قابل قطع است. این نوع مصرف‌کننده‌ها در قبال قطع برق از سوی مدیر شبکه، مبلغی را به‌عنوان پاداش دریافت می‌کنند و یا به عبارتی دیگر، قطع برق این نوع مشترکین برخلاف بارهای غیرقابل قطع، هزینه‌ای را بر ریزشبکه تحمیل نمی‌کند.

۱۰.۲. برنامه‌های پاسخ‌گویی بار (DRP)

با توجه به اینکه پاسخ مصرف‌کننده‌ها به نرخ‌های متغیر با زمان تحت کنترل بهره‌بردار شبکه نیست، پاسخ تقاضایی که از طریق برنامه‌های مبتنی بر زمان فراهم می‌شود، نمی‌تواند به‌صورت گزینشی کنترل و توزیع شود. در مقابل، در برنامه‌های پاسخ

توان حرارتی تولیدشده توسط CHP نیز از رابطه (۱۷) به دست می‌آید:

$$H^{CHP} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{CHP}} \gamma_g^{CHP} * P_{t,j}^{gas(CHP)} \quad (17)$$

که γ_g^{CHP} درصد تولید توان گرمایی از گاز دریافتی است و هزینه راه‌اندازی و خاموش کردن آن هم طبق رابطه (۱۸) و (۱۹) محاسبه می‌گردد.

$$C_{SU}^{CHP} = SU_j^{CHP} * w_t(1 - w_{t-1}) \quad (18)$$

$$C_{SD}^{CHP} = SD_j^{CHP} * w_{t-1}(1 - w_t) \quad (19)$$

که در روابط فوق، SU_j^{CHP} و SD_j^{CHP} به ترتیب هزینه راه‌اندازی و خاموش کردن CHP در بلوک j ام هستند. متغیر w_t نیز نشان‌دهنده روشن و یا خاموش بودن CHP است. نکته قابل ذکر و مهم دیگر این است که ناحیه محدب مجاز برای عملکرد CHP، به دلیل وابستگی توان الکتریکی و حرارتی خروجی به یکدیگر، تنها باید در محیط بسته شکل (۲) باشد. بدین منظور می‌توان محدوده عملکرد CHP را طبق معادلات زیر فرمول‌بندی کرد:

$$P^{CHP} - P_A^{CHP} - \frac{P_A^{CHP} - P_B^{CHP}}{H_A^{CHP} - H_B^{CHP}} * (P^{CHP} - P_A^{CHP}) < 0 \quad (20)$$

$$P^{CHP} - P_B^{CHP} - \frac{P_B^{CHP} - P_C^{CHP}}{H_C^{CHP} - H_B^{CHP}} * (P^{CHP} - P_B^{CHP}) > 0 \quad (21)$$

$$P^{CHP} - P_C^{CHP} - \frac{P_C^{CHP} - P_D^{CHP}}{H_C^{CHP} - H_D^{CHP}} * (P^{CHP} - P_C^{CHP}) > 0 \quad (22)$$

محور افقی شکل (۲) توان حرارتی تولیدی (H^{CHP}) و محور عمودی نیز توان الکتریکی خروجی (P^{CHP}) را نشان می‌دهند. معادله (۲۰) در واقع تمام نقاط پایین‌تر از خط AB را مدل می‌کند. معادلات (۲۱) و (۲۲) نیز به ترتیب تمام نقاط بالای خطوط BC و CD را شامل می‌شوند. اشتراک این دسته معادلات سه‌تایی، همان محدوده عملکرد مجاز CHP است.

۸.۲. مدل بویلر

هزینه تولید توان حرارتی توسط بویلر i در ساعت t و سناریوی s با صرف‌نظر کردن از هزینه تعمیر و نگهداری از رابطه (۲۳) قابل محاسبه خواهد بود:

$$cost_{s,i,t}^{boiler} = \frac{H_{s,i,t}}{\eta_{boiler,i}} \pi_{gas,t} \quad (23)$$

که $H_{s,i,t}$ توان حرارتی تولیدی توسط بویلر را نشان می‌دهد و $\eta_{boiler,i}$ نیز راندمان آن است. $\pi_{gas,t}$ نشان‌دهنده قیمت گاز طبیعی است.

مثبت دارند. اگر تغییر نسبی در تقاضا بزرگتر از تغییر نسبی قیمت باشد، به آن الاستیک گفته می‌شود. از سوی دیگر، اگر تغییر نسبی در تقاضا کوچکتر از تغییر نسبی قیمت باشد، آن را غیرالاستیک می‌گویند. بنابراین ضریب الاستیک برای ساعات یک روز می‌تواند به وسیله یک ماتریس ۲۴ در ۲۴ مرتب شود. جزئیات فرایند مدل سازی و فرمول بندی برنامه پاسخ گویی بار که نشان می‌دهد چگونه کاهش دیماندا، سود مشتریان را تحت تأثیر قرار می‌دهد، در مراجع [۲۳-۲۴] بررسی شده است. در این مقاله، مدل اقتصادی پاسخ گوی متناظر بار به صورت رابطه (۲۷) ارائه شده است:

$$d(i) = d_0(i) + \sum_{j=1}^{24} E_0(i,j) \cdot \frac{d_0(j)}{\rho_0(j)} \cdot A(j) + \frac{E(i)[\rho(i) - \rho_0(i) + A(i)]}{\rho_0(i)} \quad (27)$$

$\forall i = 1, 2, \dots, 24$

رابطه فوق نشان می‌دهد چه مقدار تقاضای مشتری برای رسیدن به حداکثر بهره در بازه ۲۴ ساعت نیاز است. این مدل همچنین تأثیر قیمت در زمان استفاده را نیز شامل می‌شود. بنابراین مدل زیر به جای آن استفاده شده است:

$$d(i) = d_0(i) + \sum_{j=1}^{18} E_0(i,j) \cdot \frac{d_0(j)}{\rho_0(j)} \cdot A(j) \quad (28)$$

که همواره معتبر است.

۱۱.۲. مبدل DC/AC

منابع تولیدی تجدیدپذیر، اغلب ماشین‌های سنکرون نیستند. توربین‌های بادی اغلب تولیدکنندگان القایی هستند و واحدهای خورشیدی از طریق اینورترها به سیستم متصل‌اند. اینورترها می‌توانند برای کنترل فرکانس استفاده شوند؛ چراکه فرکانس اینورترها می‌تواند به طور مستقل از بار کنترل شود. مبدل DC/AC توان الکتریکی DC را جهت مصرف بار به توان AC با فرکانس مطلوب بار تبدیل می‌کند. اثر تلفات مبدل را می‌توان با بازدهی آن مدل نمود.

$$P_{inv-load} = \left(\sum P_{DG} \right) / \eta_{ac-ac} \quad (29)$$

۱۲.۲. قابلیت اطمینان

به طور کلی مطالعات قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت به دو بازه زمانی بلندمدت (برنامه‌ریزی) و کوتاه‌مدت (بهره‌برداری) تقسیم می‌شوند. قابلیت اطمینان واحدهای تولیدکننده نیز در همین دو بازه مورد بررسی قرار می‌گیرد. این مطالعات، در شرایط برنامه‌ریزی با

تقاضای توزیع‌پذیر، بهره‌بردار سیستم این فرصت را دارد که پاسخ تقاضای پیشنهادی از سمت مشتریان را بسته به شرایط و الزامات سیستم به کار گرفته و آن‌ها را در فرایند تسویه بازار لحاظ نماید. از جمله برنامه‌های پاسخ تقاضای توزیع‌پذیر می‌توان به تجمیع پاسخ تقاضا اشاره کرد. در این برنامه، کارگزاران پاسخ تقاضا به عنوان واسطه‌ای میان بهره‌بردار مستقل سیستم و مشتریان، در بازار برق شرکت می‌کنند. قیمت کاهش بار براساس توافق کارگزار پاسخ تقاضا و مشتریان تعیین می‌شود. در این مدل، کارگزاران پاسخ تقاضا، پیشنهادات خود را به بازار انرژی روز پیش ارائه می‌دهند. سپس بهره‌بردار سیستم پیشنهادات ارائه شده از طرف کارگزاران را با در نظر گرفتن اولویت‌ها و ویژگی‌های کاهش بار مشتریان به اجرا می‌گذارد، برنامه پاسخ تقاضا را راه‌اندازی کرده و اطلاعات مربوط به برنامه را برای شرکت‌کننده‌ها ارسال می‌کند و از آن‌ها می‌خواهد تا بسته‌های پیشنهادی خود را ارائه دهند. اگر این پیشنهادها در روند تسویه بازار جهت بهره‌برداری انتخاب شوند، آنگاه شرکت‌کننده‌ها باید کاهش بار برنامه‌ریزی شده برای روز آینده را فراهم نمایند. در این مقاله، عملکرد کارگزار پاسخ تقاضا و بهره‌بردار ریزش‌بکه با یکدیگر ادغام شده و در قالب سیستم مدیریت انرژی ریزش‌بکه ارائه می‌شود. سیستم مدیریت انرژی ریزش‌بکه علاوه بر تجمیع پاسخ تقاضا، اجرا و توزیع آن را نیز در دست گرفته و به این ترتیب تلاش می‌نماید تا با استفاده از تمامی پتانسیل موجود در ریزش‌بکه اعم از بار و واحدهای تولیدی، هزینه بهره‌برداری از ریزش‌بکه را به حداقل مقدار خود برساند.

اگر در مدل سازی برنامه‌های DR، تنها ۵٪ میزان مصرف کاهش یابد، در این صورت میزان کاهش قیمت بسیار قابل توجه و حدود ۴۰٪ خواهد بود. الیسیته تقاضا، به صورت نسبت تغییرات نسبی در تقاضا به تغییرات نسبی در قیمت، مطابق با رابطه (۲۵) تعریف می‌شود.

$$E = \frac{\partial q}{\partial \rho} = \frac{\rho_0}{q_0} \frac{dq}{d\rho} \quad (25)$$

که در آن، ρ_0 قیمت اولیه بازار برحسب \$/MWh و q_0 مقدار دیماندا اولیه برحسب MWh هستند. همچنین الیسیته خودی (ξ_{ii}) و متقابل (ξ_{ij}) به صورت روابط زیر نوشته می‌شوند:

$$\xi_{ii} = \frac{\Delta d(t_i) \rho_0}{\Delta \rho(t_i) q_0} \quad (26)$$

$$\xi_{ij} = \frac{\Delta d(t_i) \rho_0}{\Delta \rho(t_j) q_0}$$

الیسیته خودی و الیسیته متقابل، به ترتیب مقادیری منفی و

$$E(LOE(t)) = \sum_{s \in S} Q_s P_s \quad (33)$$

که مقدار انرژی ازدست‌رفته برحسب (kWh) در صورت قرار گرفتن در وضعیت s است.

۱۳.۲. هزینه آلودگی و تلفات

هزینه آلودگی و تلفات شارش توان در شبکه توزیع، مطابق با فرمول‌بندی ارائه‌شده در مراجع [۱۶-۱۱] محاسبه خواهد شد.

۳. تابع هدف

در این قسمت، با توجه به روابط و هزینه‌های ارائه‌شده در قسمت قبل، به بیان تابع هدف مسئله (رابطه ۳۴) پرداخته می‌شود. درواقع تابع هدف مسئله، ماکزیم کردن سود حاصل از فروش برق باتری و یا مازاد انرژی الکتریکی به شبکه است. جمله اول هزینه و یا درآمد بهره‌گیری از برنامه‌های پاسخ‌گویی بار است. جمله دوم، درآمد بهره‌برداری از باتری‌ها بوده و جملات سوم و چهارم، به ترتیب هزینه قطع بار و هزینه مبدل‌ها و اینورترها را نشان می‌دهند. در جمله اول سطر دوم تابع هدف، هزینه خریدوفروش برق به شبکه بالادست اعلام شده و در ادامه، به هزینه‌های واحدهای تولید پراکنده‌ای که در شبکه جانمایی می‌شوند پرداخته شده است. تابع هدف ارائه‌شده با استفاده از الگوریتم جهش قورباغه بهبودیافته بهینه می‌شود و روش آن در قسمت بعد آورده شده است.

۴. الگوریتم جهش قورباغه بهبودیافته

الگوریتم جهش قورباغه را اولین بار، Eusuff و Lansey در سال ۲۰۰۳ میلادی معرفی کردند [۲۶]. در این الگوریتم، هر قورباغه اطلاعات مربوط به یک جواب از مسئله را دارد. الگوریتم SFLA شامل جمعیت اولیه‌ای از پاسخ‌های ممکن مسئله است. این جواب‌ها درواقع مجموعه‌ای از قورباغه‌های مجازی هستند که خود به چندین دسته تقسیم می‌شوند. هر دسته از قورباغه‌ها ویژگی‌هایی دارند که می‌تواند متأثر از خصوصیات قورباغه‌های سایر گروه‌ها تغییر کنند. SFLA دارای یک جست‌وجوی محلی نیز هست که در آن شبیه الگوریتم اجتماع ذرات عمل می‌شود. بدین منظور قورباغه‌های موجود در هر گروه با تبادل اطلاعات بین یکدیگر، موقعیت خود را نسبت به غذا بهبود می‌دهند و بعد از هر جست‌وجوی محلی، اطلاعات به‌دست‌آمده از گروه‌ها با یکدیگر مقایسه می‌شود. به‌طور کلی مراحل SFLA به‌صورت رابطه (۳۴) خواهد بود:

عنوان «ارزیابی استاتیک قابلیت اطمینان واحدهای تولیدی»، و همچنین در شرایط بهره‌برداری با عنوان «ارزیابی قابلیت اطمینان واحدهای تولیدی گردان» و یا «واحدهای ذخیره گردان» نامیده می‌شوند. در مطالعات استاتیک مقدار ظرفیت باید توانایی پاسخ‌گویی به خروج‌های برنامه‌ریزی‌شده (تعمیر و نگهداری)، برنامه‌ریزی‌نشده (خروج اضطراری) و رشد بار را داشته باشد؛ درحالی‌که در شرایط بهره‌برداری، هدف تأمین بار تحت شرایط خروج‌های اضطراری و عدم قطعیت بار است. انجام محاسبات قابلیت اطمینان یکی از مسائل مهمی است که باید در کنار ارزیابی‌های اقتصادی و زیست‌محیطی ناشی از به‌کارگیری منابع تولید پراکنده در نظر گرفته شود. ارزیابی دقیق سود اقتصادی استفاده از این واحدها نیازمند بررسی سطح قابلیت اطمینان سیستم‌هاست. بدیهی است که محدودیت انرژی در دسترس از منابع انرژی نو و همچنین رفتار ناپیوسته آن‌ها باعث کاهش سطح قابلیت اطمینان سیستم می‌شود. شاخص‌های متعددی برای محاسبه قابلیت اطمینان سیستم‌ها ارائه شده‌اند که از جمله آن‌ها می‌توان به شاخص‌هایی نظیر امید ریاضی قطع بار^۱ (LOLE)، امید ریاضی از دست رفتن انرژی^۲ (LOEE) و امید ریاضی انرژی تأمین‌نشده^۳ (EENS)، احتمال از دست رفتن منبع^۴ (LPSP)، ضریب قطع معادل^۵ (ELF) و موارد دیگر اشاره کرد. شاخص‌های فوق با روابط زیر تعریف می‌شوند [۲۵]:

$$LOEE = \sum_{t=1}^N E(LOL(t)) \quad (30)$$

که $E(LOL(t))$ امید ریاضی قطع بار در گام زمانی t ام بوده که با رابطه (۳۱) قابل تعریف است:

$$E(LOL(t)) = \sum_{s \in S} T_s P_s \quad (31)$$

که P_s احتمال قرار گرفتن در وضعیت s و T_s مدت‌زمان قطع بار در صورت قرار گرفتن در این وضعیت است. S نیز مجموعه کل وضعیت‌های ممکن برای سیستم است.

$$LOEE = EENS = \sum_{t=1}^N E(LOE(t)) \quad (32)$$

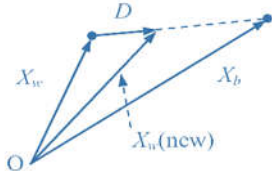
در اینجا $E(LOE(t))$ امید ریاضی مقدار بار ازدست‌رفته در بازه زمانی t ام بوده که با رابطه (۳۳) قابل تعریف است.

1. Loss of Load Expectation
2. Loss of Energy Expectation
3. Expected Energy Not Supplied
4. Loss of Power Supply Probability
5. Equivalent Loss Factor

O.F.

$$= \max \left\{ \begin{aligned} & \sum_i \sum_d \sum_r [L_{DR}(r, d, t) \Omega(r, d, t)] + \sum_z [p_z \cdot N_z \cdot price] + NPC_{IS} + P_{inv-load} \\ & + \sum_t (-\pi_{TOU} \times Load_t + \pi_{sell} \times P_t^{upstream}) - \sum_t \sum_i Cost_{t,i}^{CHP} - Cost_{loss} \\ & - \sum_t \sum_k Cost_{t,k}^{Boiler} - \sum_t \sum_j Cost_{t,j}^{FC} - \sum_t \sum_r Cost_{t,r}^{WT} - \sum_t \sum_g Cost_{t,g}^{PV} - Cost_{poll} \end{aligned} \right\} \quad (34)$$

(پاسخ بهتری) حاصل شد، با قورباغه‌های قبلی جایگزین می‌شود؛ در غیر این صورت به جای X_b از X_g استفاده می‌شود و مراحل فوق دوباره تکرار خواهد شد و اگر جواب بهتری حاصل شد، جایگزین جواب قبلی می‌گردد؛ در غیر این صورت یک قورباغه به صورت تصادفی تولید و با قورباغه قبلی جایگزین می‌شود.



شکل (۳): نحوه ایجاد مسیر جدید برای قورباغه‌ها

اگر $m_l < m$ باشد، باید $m_l = m_l + 1$ و اگر $y_l < y_{max}$ باشد، باید $y_l = y_l + 1$ جایگزین شوند؛ در غیر این صورت به گام دوم تکرار خواهد شد.

گام پنجم: اگر شرایط همگرایی حاصل نشده باشد، فرایند جست‌وجو از گام سوم تکرار می‌شود؛ در غیر این صورت الگوریتم متوقف شده و بهترین جواب به‌عنوان خروجی در نظر گرفته می‌شود. به‌منظور بهبود الگوریتم جهش قورباغه باید توجه داشت که

الگوریتم SFLA کلاسیک در مواقعی که قورباغه‌های با بدترین برآزش موقعیت خود را نسبت به گروه یا بهترین قورباغه تقویت می‌کنند، در امتداد خطی X_b و X_w قرار می‌گیرند. این امر ممکن است الگوریتم را به سمت جواب‌های اشتباه سوق دهد. به همین دلیل، روشی برای بهبود این الگوریتم معرفی می‌گردد. ایده اصلی این روش، ایجاد گسترش جهت و طول جهش هر قورباغه است؛ به همین دلیل از همگرایی اشتباه الگوریتم جلوگیری می‌کند. اگر چهار قورباغه اول در بین قورباغه‌های مرتب‌شده به صورت تصادفی طوری انتخاب شوند که $(X_{g1} \neq X_{g2} \neq X_{g3} \neq X_{g4})$ باشد، آنگاه تغییر بردار وضعیت قورباغه‌ها به صورت رابطه (۳۸) انتخاب می‌شود.

گام اول: جمعیت اولیه‌ای به صورت تصادفی به تعداد N_p تولید و سپس برآزش اعضای این جمعیت تعیین می‌شود.

گام دوم: اعضای جمعیت براساس برآزش به صورت صعودی مرتب می‌شوند.

گام سوم: قورباغه‌ها به m گروه تقسیم می‌شوند؛ به گونه‌ای که هر گروه شامل n قورباغه است. به عبارت دیگر $N_p = n \times m$. این تقسیم‌بندی باید به گونه‌ای باشد که اولین قورباغه از جمعیت مرتب‌شده به اولین گروه، دومین قورباغه به دومین گروه و m امین قورباغه به m امین گروه اختصاص داده شود. سپس قورباغه شماره $m+1$ در گروه اول و به همین شکل فرایند تخصیص ادامه می‌یابد تا اینکه در هر یک از m گروه، n قورباغه قرار گیرد.

گام چهارم: در این مرحله جست‌وجوی محلی شامل مراحل زیر انجام می‌شود:

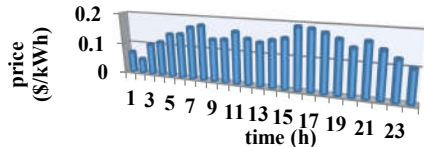
تعداد دسته‌ها، با m_l نشان داده می‌شود. ابتدا m_l برابر با صفر بوده و با مجموع تعداد دسته‌ها مقایسه می‌شود. متغیر y_l نیز تعداد جست‌وجوهای محلی را می‌شمارد. در این گام، y_l را با صفر برابر قرار داده و با حداکثر مراحل جست‌وجوی محلی مقایسه می‌شود.

$$\begin{aligned} m_l &= m_l + 1 \\ y_l &= y_l + 1 \end{aligned} \quad (35)$$

سپس برای هر دسته، قورباغه با بهترین برآزش و بدترین برآزش پیدا می‌شود و به ترتیب X_b و X_w نامیده می‌شود. موقعیت بهترین برآزش در بین تمامی قورباغه‌ها نیز X_g نامیده می‌شود. سپس موقعیت قورباغه‌ها با استفاده از رابطه زیر مطابق شکل (۳) بهبود پیدا می‌کند.

$$\begin{aligned} D_i &= rand \times (X_b - X_w) \\ X_w^{new} &= X_w^{old} + D_i \end{aligned} \quad (36)$$

که در آن $rand$ یک عدد تصادفی بین ۰ و ۱ است. با توجه به اینکه $-D_{max} < D_i < D_{max}$ است، D_{max} نشانگر حداکثر تغییر در موقعیت قورباغه‌ها خواهد بود. اگر در طی این مرحله، قورباغه بهتری

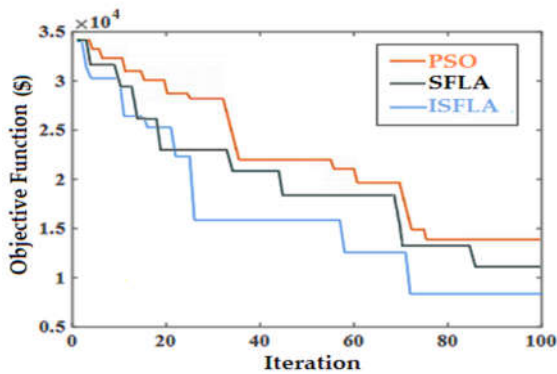


شکل (۶): نمودار قیمت گاز [۲۹]

در الگوریتم ISFLA مد نظر، مقدار جمعیت اولیه برابر با ۱۰۰ قورباغه در نظر گرفته شده که برنامه آن، در نرم‌افزار MATLAB و با استفاده از یک سیستم با مشخصات ویندوز ۷، حافظه RAM برابر با ۲GB و CPU core i7 در ۱۰۰ تکرار انجام شده است. محدوده توان واحدهای تولیدی در جدول (۱) نشان داده شده و نمودار همگرایی برای سناریو اول (سناریو پایه) در شکل (۷) آورده شده است. شایان ذکر است که در تمام سناریوهای مکان‌یابی، ظرفیت DGها برابر ظرفیت نامی در نظر گرفته شده است.

جدول (۱): محدوده توان تولیدی واحدها

نوع DG	ظرفیت [kW] (min, max)	قیمت [\$ /kWh]	هزینه راه‌اندازی / خاموش شدن	CO ₂ [kg/KWh]	هزینه نصب (\$)
FC	(0,60)	0.752	4	700	3000
PV	(0, 50)	0.624	-	-	8000
Boiler	(0,70)	0.324	2	80	6000
Wind	(0, 60)	3.015	-	-	9400
CHP	(0,70)	1.523	3	400	13000
Battery	(0,60)	0.123	-	-	1250



شکل (۷): نمودار همگرایی تابع هدف در سناریو اول

در این شبیه‌سازی‌ها، چهار سناریو به شرح زیر در نظر گرفته شده است:

۱. بهینه‌سازی تابع هدف با ضرایب وزنی یکسان ($\frac{1}{3}$) بر مبنای میزان آلودگی، تلفات و DRP؛
۲. بهینه‌سازی تابع هدف با ضرایب وزنی ۵۰٪ برای DRP و ضرایب وزنی ۲۵٪ برای تلفات و آلودگی؛
۳. بهینه‌سازی تابع هدف با ضرایب وزنی ۵۰٪ برای آلودگی و ضرایب وزنی ۲۵٪ برای تلفات و DRP؛

$$X_{change} = X_{g1} + r_1(X_{g2} - X_{g3}) + r_2(X_g - X_{g4}) \quad (37)$$

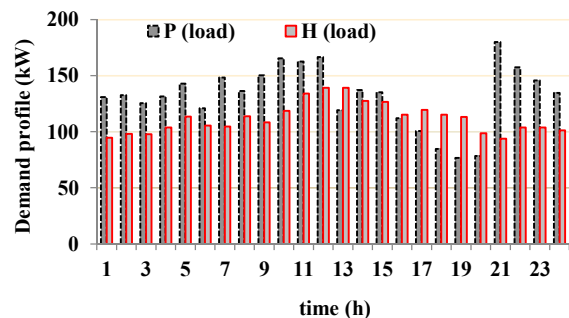
$$X_{w,j}^{new} = \begin{cases} X_{change} & \text{if } r_3 < r_4 \text{ or } j = r_p \\ X_g & \text{otherwise} \end{cases} \quad (38)$$

r_p عددی تصادفی بین ۱ و تعداد دسته‌هاست. متغیرهای r_1, r_2, r_3, r_4 نیز، همگی اعداد تصادفی بین صفر و ۱ هستند. اگر این بهبود منجر به جوابی بهتر شد، جایگزین جواب قبلی می‌شود؛ در غیر این صورت یک پاسخ تصادفی تولید شده و جایگزین جواب قبلی می‌گردد.

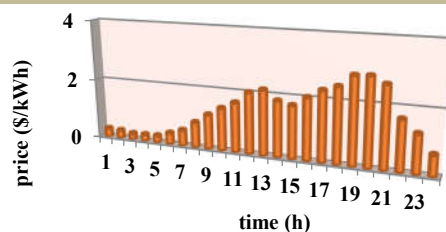
۵. شبیه‌سازی و تحلیل نتایج

در این مقاله، در گام اول مسئله برنامه‌ریزی یک‌ساله و با هدف تعیین اندازه منابع DER بررسی می‌شود و در گام دوم، در یک روز خاص با داشتن پروفایل بار الکتریکی و حرارتی، بهره‌برداری در حضور برنامه‌های پاسخ‌گویی بار مطالعه می‌شود. در برنامه‌ریزی منابع، هزینه‌های توابع هدف برابر با حاصل ضرب توان تولیدی در میانگین قیمت برق و گاز در نظر گرفته شده است.

در این مقاله، شبکه‌های استاندارد ۶۹ شینه و ۱۱۸ شینه IEEE به‌عنوان سیستم‌های نمونه برای شبیه‌سازی انتخاب شده‌اند. شایان ذکر است که جزئیات توان تولیدی واحدها در شبکه ۶۹ شینه IEEE آمده است و در شبکه دیگر، تنها به ارائه نتایج نهایی اکتفا خواهد شد. شکل (۴)، توان درخواست‌شده الکتریکی و حرارتی را در طی یک روز در شبکه ۶۹ شینه نشان می‌دهد. قیمت برق خریداری‌شده از شبکه بالادست و همچنین هزینه گاز طبیعی مصرفی نیز در شکل‌های (۵) و (۶) آورده شده است.



شکل (۴): پروفایل بار الکتریکی و حرارتی ریزشبکه



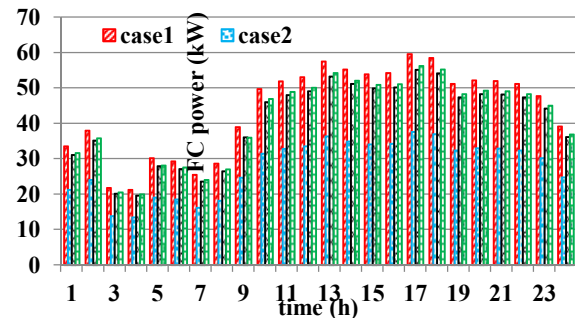
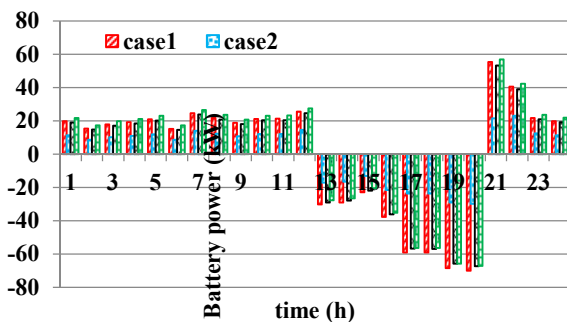
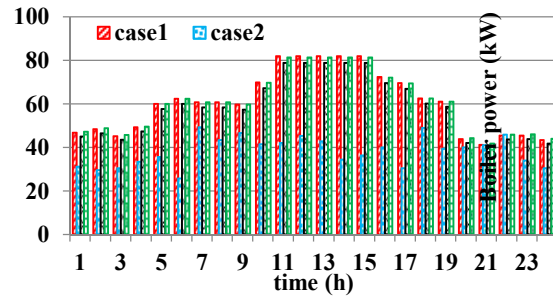
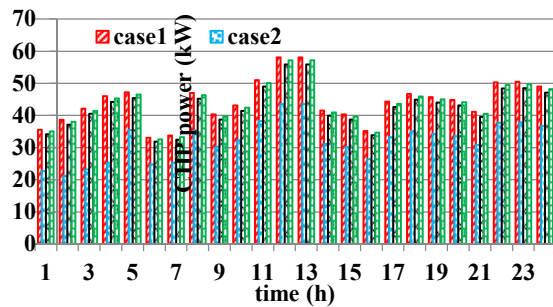
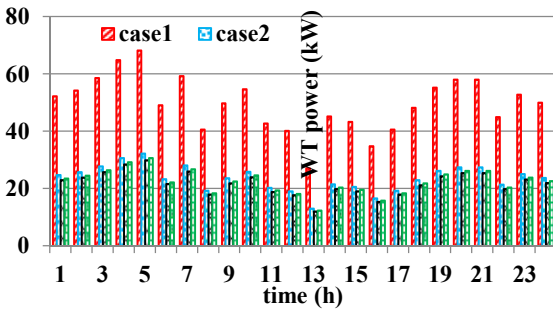
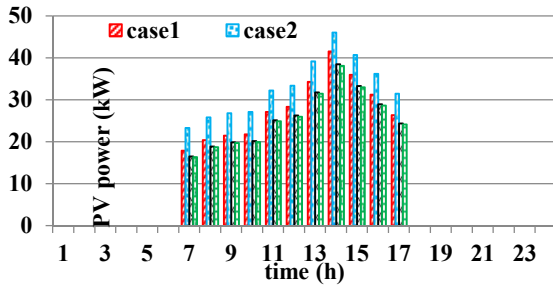
شکل (۵): نمودار قیمت برق با تعرفه ToU [۲۹]

۴. بهینه‌سازی تابع هدف با ضریب وزنی ۵۰٪ برای تلفات و ضرایب وزنی ۲۵٪ برای آلودگی و DRP.

۶. بحث

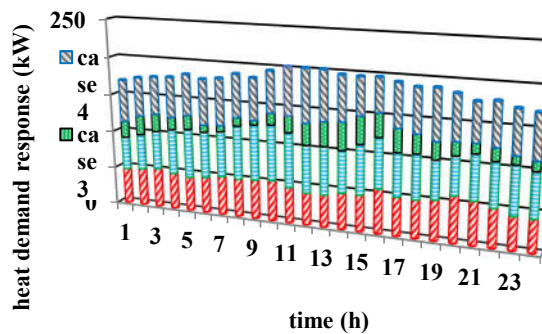
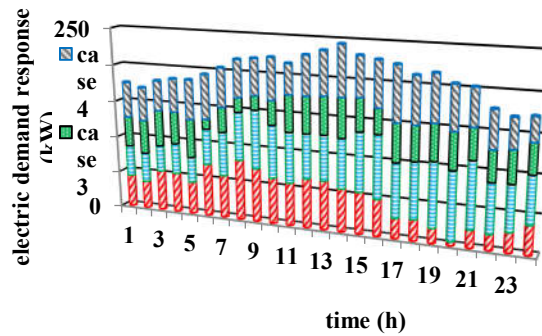
در سناریو اول، با توجه به اینکه قید آلودگی، تلفات شبکه و DRPها به‌طور یکسان رعایت شده‌اند، می‌توان این سناریو را به‌عنوان حالت پایه در نظر گرفت و سایر مطالعات موردی برطبق سناریو یک ارزیابی شوند. هزینه بهره‌برداری در این حالت برابر با ۳۲۵۰ دلار برآورد می‌شود. در سناریو دوم، وزن کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری با توجه به افزایش سود حاصل از به‌کارگیری DRP افزایش می‌یابد. نتایج به‌دست‌آمده از ISFLA هزینه بهره‌برداری را ۲۶۷۵ دلار برآورد کرده است که کاهش در دیماند الکتریسیته و حرارت، به‌ترتیب ۱۹/۹٪ و ۱۴/۳٪ به دست آمده است. در این حالت، مشارکت مصرف‌کننده‌ها در بهره‌برداری به حداکثر خود رسیده است. در سناریو سوم، وزن کاهش آلودگی‌های ناشی از سوخت‌های فسیلی در CHP و بویلر بیشتر از سایر قیود خواهد بود که این موضوع، هزینه بهره‌برداری را به ۲۸۵۹ دلار می‌رساند. در این حالت، میزان صرفه‌جویی در برق و حرارت طبق برنامه‌های DRP به‌ترتیب ۸/۴٪ و ۶/۶٪ هستند. در نهایت، در سناریو چهارم و با افزایش میزان تأثیر تلفات، میزان هزینه بهره‌برداری به ۲۹۶۸ دلار می‌رسد و برنامه‌های DR به‌ترتیب ۱۰/۹٪ و ۷/۸٪ بر تأمین دیماند الکتریکی و حرارتی تأثیر مثبت می‌گذارند.

در شکل (۸) توان‌های تولیدشده توسط منابع تولید پراکنده مختلف در سناریوهای مختلف نشان داده شده‌اند. ملاحظه می‌گردد که بخش اعظمی از توان حرارتی توسط بویلر تأمین شده و تنها ۲۰٪ آن را CHP تأمین می‌کند. باتری در ساعات‌های پرباری در شبکه تخلیه شده و در ساعات کم‌باری به حالت شارژ درمی‌آید. میزان مشارکت برنامه‌های DRP در هر چهار سناریو نیز در شکل (۹) نشان داده شده است.



شکل (۸): میزان توان تولیدی منابع تولیدی مختلف در چهار مطالعه

موردی



شکل (۹): میزان مشارکت برنامه‌های DRP در کاهش دیمانند الکتریکی و حرارتی

مقایسه شده‌اند. ملاحظه می‌گردد که در روش پیشنهادی، پروفیل ولتاژ در وضعیت مطلوب‌تری نسبت به سایر روش‌ها قرار دارد، هزینه بهره‌برداری کمینه شده و سود حاصل از مشارکت در برنامه‌های DRP نیز به بیشترین حالت رسیده است.

جدول (۳): آرایش بهینه DERها در شبکه ۶۹ شینه IEEE

سناریو	تعداد DER	FC	PV-Bat.	WT	CHP	بوiler
۱	تعداد DER: 4 شماره شینه: 45-51-61-34	4	4	1	2	2
۲	تعداد DER: 2 شماره شینه: 26-33	2	2	1	2	2
۳	تعداد DER: 3 شماره شینه: 69-47-43	3	3	2	3	3
۴	تعداد DER: 3 شماره شینه: 28-14-49	3	2	3	2	2

ملاحظه می‌گردد در سناریو دوم، بیشترین کاهش در هزینه‌های بهره‌برداری اتفاق افتاده است. میزان تلفات به دست آمده در هر چهار سناریو و هزینه آلودگی نیز در جدول (۲) نشان داده شده است. ملاحظه می‌گردد که تلفات شبکه و آلودگی به ترتیب در سناریوهای چهارم و سوم، کمترین مقدار را به خود اختصاص داده‌اند. جدول (۳) و (۴) به ترتیب بهترین آرایش DERها را در شبکه‌های ۶۹ شینه و ۱۱۸ شینه IEEE نشان داده‌اند. میزان قابلیت اطمینان محاسبه شده توسط الگوریتم پیشنهادی و مقایسه آن‌ها با الگوریتم‌های موجود، در جدول (۵) آورده شده است.

جدول (۲): مقایسه هزینه‌های تلفات و آلودگی در سناریوهای

سناریو	سناریو ۴	سناریو ۳	سناریو ۲	سناریو ۱
تلفات [\$]	108.5	158.1	123.9	175.5
آلودگی [\$]	108.9	82.3	102.5	103.2

ملاحظه می‌گردد که هم انرژی تأمین نشده در کمترین حالت ممکن قرار دارد و هم شاخص قطعی بار از سایر روش‌ها پایین‌تر است. در جدول (۶) برای صحت‌سنجی و اعتباربخشی به روش پیشنهادی، هزینه‌های خروجی و پروفایل ولتاژ با استفاده از الگوریتم ISFLA و روش ازدحام ذرات، جهش قورباغه معمولی و TLBO

جدول (۴): آرایش بهینه DERها در شبکه ۱۱۸ شینه IEEE

منابع DER	FC	PV-Bat.	WT	CHP	بوiler
تعداد DER	5	7	3	2	4
سناریو ۱	شماره شینه 17-24-50-92-117	8-9-26-84-87-104-112	38-56-70	46-80	22-45-32-106
تعداد DER	3	4	3	2	3
سناریو ۲	شماره شینه 8-24-87	15-50-71-98	39-59-117	6-90	15-72-109
تعداد DER	5	6	4	3	4
سناریو ۳	شماره شینه 5-23-49-83-108	13-23-56-86-95-115	12-44-80-104	35-69-102	20-48-68-107
تعداد DER	4	5	3	2	3
سناریو ۴	شماره شینه 8-24-50-117	9-15-71-95-116	38-59-104	45-91	23-45-108

نظر گرفته شده در این مطالعه شامل هزینه آلودگی، هزینه تلفات، مشارکت باتری‌ها و هزینه‌های بهره‌برداری است که نتایج خروجی آن، بهترین آرایش را برای تعداد مطلوب DER نشان می‌دهد. طبق مطالعات موردی انجام گرفته مشاهده می‌شود که در ساعات کم‌باری، انرژی با قیمت ارزان از شبکه بالادست خریداری می‌شود و در باتری ذخیره می‌گردد؛ لذا در ساعات اوج مصرف، علاوه بر تأمین توان مورد نیاز بارهای MG، انرژی اضافی نیز به شبکه بالادستی برای افزایش درآمد فروخته می‌شود. نتایج به دست آمده از مطالعات موردی به‌طور میانگین به ترتیب ۱۶/۵ و ۱۰/۶٪ کاهش در هزینه‌های تلفات بهره‌برداری و کاهش آلودگی را نشان می‌دهند. در نظر گرفتن برنامه‌های پاسخ‌گویی بار همچنین، هزینه‌های بهره‌برداری را تا ۲۴٪ کاهش می‌دهد و می‌تواند برای مشترکین سودآور باشد. نتایج به دست آمده و مقایسه آن با روش‌های دیگر نشان‌دهنده افزایش سود استفاده از DR و کاهش هزینه بهره‌برداری است. کاهش قطعی بار و کاهش LOEE در محاسبات، نیز افزایش قابلیت اطمینان سیستم را نشان می‌دهد.

علائم اختصاری

پارامترها

توان تابش عمود بر سطح آرایه (W/m^2)	G
توان نامی هر آرایه	$P_{PV,rated}$
بازدهی مبدل DC/DC	η_{PV}
زاویه سطح آرایه	θ_{PV}
نرخ تابش افقی و عمودی در گام زمانی Δt	$G_V(t)$ و $G_H(t)$
توان حقیقی توربین بادی	P_{WT}
سرعت باد	v_W
سرعت‌های قطع پایین، بالا و نامی توربین	v_{cutout} ، v_{cutin} و v_{rated}
توان توربین بادی در سرعت قطع بالا	P_{furl}
توان خروجی و بازده پیل سوختی	η_{FC} و P_{FC-inv}
توان تانک هیدروژن	$P_{tank-FC}$
انرژی ذخیره‌شده تانک در گام زمانی t	$E_{tank}(t)$
توان انتقالی از الکترولایزر به تانک هیدروژن	$P_{elec-tank}$
توان انتقالی از پیل سوختی به تانک	$P_{FC-tank}$
بازده سیستم ذخیره‌ساز	$\eta_{storage}$
شارژ بانک باتری در دوره زمانی (t)	$E_{bat}(t)$
بازده شارژ و دشارژ بانک باتری	η_{dis} و η_{bat}

جدول (۵): مقایسه شاخص قابلیت اطمینان با الگوریتم‌های موجود

پیشنهادی	TLBO [28]	SFLA [26]	PSO [27]	شاخص
LOEE	16.7 %	18.3 %	25.3 %	11.2 %
ELF	19.8 %	21.9 %	23.6 %	16.2 %

جدول (۶): مقایسه هزینه‌های مختلف با الگوریتم‌های موجود

پیشنهادی	TLBO [28]	SFLA [26]	PSO [27]	
بدترین پروفایل ولتاژ [pu]	0.987	0.925	0.957	
میانگین هزینه آلودگی [S]	212.974	286.542	244.284	
میانگین هزینه تلفات [S]	349.122	399.476	371.512	
هزینه‌های بهره‌برداری [S]	3190	3512	3425	
سود مشارکت در DRP [S]	989	655	972	

۷. نتیجه‌گیری

در این مقاله، یک روش بهینه‌سازی مبتنی بر الگوریتم جهش قورباغه بهبود یافته، با هدف یافتن پاسخ بهینه برای مدیریت انرژی یک ریز شبکه در رویکردهای مختلف ارائه شده است. تابع هدف در

ماکزیمم توان عبوری از خط	$P_{t,m}^{line} max$	درصد توان الکتریکی از حرارت دریافتی	γ_e^{CHP}
توان بار حرارتی	H_{load}	توان تولیدشده توسط و توان الکتریکی CHP	$P_{t,j}^{elec(CHP)}$ و $P_{t,j}^{CHP}$
تلفات حرارتی	H_{loss}	هزینه راه‌اندازی و خاموش کردن CHP در بلوک زام	SD_j^{CHP} و SU_j^{CHP}
توان تولیدی بویلر	H_{boiler}	توان حرارتی تولیدی و بازده بویلر	$\eta_{boiler,i}$ و $H_{s,i,t}$
توان خریداری‌شده از شبکه بالادست	$P_p(t)$	قیمت اولیه بازار برحسب \$/MWh و دیماند اولیه برحسب MWh	q_0 و ρ_0
قیمت توان خریداری‌شده از شبکه بالادست	$\pi_p(t)$	الاسیسیته خودی و متقابل	ξ_{ij} و ξ_{ii}
توان فروخته‌شده به شبکه بالادست	$P_s(t)$	حد بالا و پایین توان تولیدی واحدها در حالت آلودگی	$P_{t,k}^{pol} min$ & $P_{t,k}^{pol} max$
قیمت توان فروخته‌شده به شبکه بالادست	$\pi_s(t)$	حد بالا و پایین توان تولیدی DGها	$P_{t,l}^{DG} min$ & $P_{t,l}^{DG} max$
حد بالا و پایین توان تولیدی واحدها	$P_{t,i}^{g} min$ & $P_{t,i}^{g} max$	حد بالا و پایین توان تولیدی CHPها	$P_{t,l}^{chp} min$ & $P_{t,l}^{chp} max$
حد بالا و پایین ولتاژ شینه‌ها	$V_{t,i}^{bus} min$ & $V_{t,i}^{bus} max$		
حد بالا و پایین توان حرارتی تولیدی بویلر	$H_{t,i}^{boiler} min$ & $H_{t,i}^{boiler} max$		
حد بالا و پایین توان حرارتی تولیدی CHP	$H_{t,j}^{chp} min$ & $H_{t,j}^{chp} max$		

مراجع

- [1] Kasaei, M. J., Gandomkar, M., and Nikoukar, J., "Optimal management of renewable energy sources by virtual power plant", Renewable Energy, Vol. 114, pp. 1180–1188, 2017, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.08.010>.
- [2] Nikoukar, J., "Unit commitment considering the emergency demand response programs and interruptible/curtailable loads", Turkish Journal Of Electrical Engineering & Computer Sciences, Vol. 26, No. 2, pp. 1069–1080, 2018, <https://doi.org/10.3906/elk-1706-66>.
- [3] Heydari, H., Nikoukar, J., and Gandomkar, M., "Optimal operation of virtual power plant with considering the demand response and electric vehicles", Journal of Electrical Engineering & Technology, Vol. 16, No. 5, pp. 2407-2419, 2021, <https://doi.org/10.1007/s42835-021-00784-8>.
- [4] Morales, J. M., Conejo, A. J., and Ruiz, J. P., "Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 2, pp. 900-910, 2009, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016598>.
- [5] Ma, K., Hu, G., and Spanos, C. J., "A cooperative demand response scheme using punishment mechanism and application to industrial refrigerated warehouses", IEEE Transactions on Industrial Informatics, Vol. 11, No. 6, pp. 1520-1531, 2015, <https://doi.org/10.1109/TII.2015.2431219>.
- [6] Amir, V., Azimian, M., Javadifar, M., "Optimal design of a microgrid with multiple energies considering reliability", Energy Engineering and Management, Vol. 11, No. 2, pp 56-69, 2021. (In Persian) <https://doi.org/10.22052/11.2.7>
- [7] Parvania, M., Fotuhi-Firuzabad, M., "Demand response scheduling by stochastic SCUC", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 1, No. 1, 2010, <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2046430>.
- [8] Ioakimidis, C. S, Oliveira, L. J., and Genikomsakis, K. N, "Wind power forecasting in a residential location as part of the energy box management decision tool", IEEE Trans on Ind Informat, Vol. 10, No. 4, pp. 2103-2111, 2014, <https://doi.org/10.1109/TII.2014.2334056>.
- [9] Nguyen, D. T., Negnevitsky, M., and Groot, M. D., "Walrasian market clearing for demand response exchange", IEEE Trans. Power Syst, Vol. 27, No. 1, pp. 535-544, 2012, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2161497>.
- [10] Moreno, M., Bueno, M., and Usaola, J., "Evaluating risk-constrained bidding strategies in adjustment spot markets for wind power producers", Int. J. Electr. Power Energy Syst., Vol. 43, No. 1, pp. 703-711, 2012, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.05.059>.
- [11] Roshandel, R., Ahmadi, S., Rezaie Mirghaed, M., "Modeling of a combined wind turbine-fuel cell hybrid power system and contribution of fuel cell electrical supply demand in case study", Energy

- Engineering and Management, Vol. 2, No. 3, pp 12-19, 2012. (In Persian)
- [12] Baringo, L., and Conejo, A. J., "Strategic offering for a wind power producer", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 28, No. 4, pp. 4645-4654, 2013, <https://doi.org/10.3390/en11051239>.
- [13] Zugno, M., Morales, J. M., Pinson, P., and Madsen, H., "Pool strategy of a price-maker wind power producer", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 28, No. 3, pp. 3440-3450, 2013, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2252633>.
- [14] Nieta, A. A., Contreras, J., Munoz, J. I., and O'Malley, M., "Modeling the impact of a wind power producer as a price-maker", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 29, No. 6, pp. 2723-2732, 2014, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2313960>.
- [15] Heydarian-Forushani, E., Moghaddam, M., Sheikh-El-Eslami, M., Shafie-khah, M., and Catalao, J., "Risk-constrained offering strategy of wind power producers considering intraday demand response exchange", IEEE Trans. Sustain. Energy, Vol. 5, No. 4, pp. 1036-1047, 2014, <https://doi.org/10.1109/TSSTE.2014.2324035>.
- [16] Chua-Liang, S., and Kirschen, D., "Quantifying the effect of demand response on electricity markets", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 24, No. 3, pp. 1199-1207, 2009, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2023259>.
- [17] Momen, S., Nikoukar, J., and Gandomkar, M., "Multi-objective optimization of energy consumption in microgrids considering CHPs and renewables using improved shuffled frog", Journal of Electrical Engineering & Technology, Vol. 18, No. 2, pp. 1-17, 2022, <https://doi.org/10.1007/s42835-022-01289-8>.
- [18] Alaei, S., Hooshmand, R., and Hemmati, R., "Stochastic transmission expansion planning incorporating reliability solved using SFLA meta-heuristic optimization technique", Journal of Power and Energy Systems, Vol. 2, No. 2, pp. 79-86, 2016, <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2016.00025>.
- [19] Ding, W., Sun, Y., Ren, L., Ju, H., Feng, Z., and Li, M., "Multiple lesions detection of fundus images based on convolution neural network algorithm with improved SFLA", IEEE Access, Vol. 8, pp. 97618-97631, 2020, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2996569>.
- [20] Shafie-khah, M., Moghaddam, M. and Sheikh-El-Eslami, M. K., "Unified solution of a non-convex SCUC problem using combination of modified branch-and-bound method with quadratic programming", Energy Convers. Manage., Vol. 52, No. 11, pp. 3425-3432, 2011, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2011.07.012>.
- [21] Karki, R., Hu, P., and Billinton, R., "A simplified wind power generation model for reliability evaluation", IEEE Trans. Energy Convers, Vol. 21, No. 2, pp. 533-540, 2006, <https://doi.org/10.1109/TEC.2006.874233>.
- [22] Li, J., Fu, Y., Li, C., Xing, Z., and Ma, T., "Improving wind power integration by regenerative electric boiler and battery energy storage device", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 131, pp. 314-325, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107039>.
- [23] Guimãraes, J. A., Pinto, L. M., and Maculan, N., "What will be the proxy value for a Brazilian utility company triggering its demand side management in the light of price elasticity of demand?", IEEE Latin America Transactions, Vol. 14, No. 8, pp. 3746-3754, 2016, <https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7786359>.
- [24] Mnatsakanyan, A. and Kennedy, S. W., "A novel demand response model with an application for a virtual power Plant", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 6, No. 1, pp. 230-237, 2015, <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2339213>.
- [25] Kadhema, A. A., Abdul Wahaba, N. I., Arisa, I., Jasnja, J. and Abdalla, A. N., "Computational techniques for assessing the reliability and sustainability of electrical power systems: A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 80, pp. 1175-1186, 2017, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.276>.
- [26] Eusuff, M., and Lansey, K., "Optimization of water distribution network design using the shuffled frog leaping algorithm", Journal of Water Resources planning and management. Vol. 129, No. 3, pp. 210-225, 2003, [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)0733-9496\(2003\)129:3\(210\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)0733-9496(2003)129:3(210)).
- [27] Kia, M., Setayeshnazar M., Sepasian, M.S., "Simultaneous Implementation of Controllable Load Management and Combined Heat and Power Commitment in Presence of Electrical Storage System" Energy Engineering and Management, Vol. 7, No. 2, pp. 2-13, 2017. (In Persian)
- [28] Toy, G., Acakpovi, A., Adjei, P., and Rey, G. K.,

"Optimal sizing and techno economic of a hybrid solar PV/wind/diesel generator system", International Conference on Alternative Fuels and Electric Vehicles, Vol. 1042, pp. 1-16, 2022, <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1042/1/012014>.

[29] Dinakara, P., Veera, V. R., and Gowri, T., "Optimal renewable resources placement in

distribution networks by combined power loss index and whale optimization algorithms", *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, Vol. 5, No. 2, pp. 175-191, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.jesit.2017.05.006>.