Karafan

Quarterly Scientific Journal of Technical and Vocational University

Autumn 2022, Vol. 19, No. 3, p. 305-331

Journal homepage: https://karafan.tvu.ac.ir/?lang=en

:10.48301/KSSA.2022.346042.2144

TVU

Original Research

E-ISSN: 2538-4430
ISSN: 2382-9796

Multi-Objective Operation Planning for a Distribution Network to Improve Economic Parameters and Network Resilience Considering Weather Conditions

Ali Khodadadi[1], Taher Abedinzadeh[2*], Hasan Alipour[3], Jaber Pouladi[4]

[1]PhD Student, Department of Electrical Engineering, Shabestar Branch, Islamic Azad University, Shabestar, Iran.
[2,3,4]Assistant Professor, Department of Electrical Engineering, Shabestar Branch, Islamic Azad University, Shabestar, Iran.

ARTICLE INFO

Received: 06.20.2022
Revised: 10.09.2022
Accepted: 11.09.2022

Keyword:
Multi-objective optimization
Operation of smart grids
Resilience enhancement
Reconfiguration
Weather condition

***Corresponding Author:**
Taher Abedinzadeh
Email:
taherabedinzade@iaushab.ac.ir

ABSTRACT

The issue of operational planning optimization can be classified into two different groups. The first group includes planning under normal conditions with the aim of improving economic and technical indicators and the second group includes planning under emergency conditions with the aim of improving stability and protection of maximum network loads. Emergencies caused by adverse weather conditions are always one of the challenges of networks. In this paper, optimal operational planning based on weather conditions and probable line outages is presented to ensure the optimal operation of the network in adverse weather conditions in addition to improving network resilience. This was carried out by improving network flexibility, modeling the effects of weather conditions on line outages, and then rescheduling energy sources, energy storages, and reviewing network topology. The objectives of the proposed method defined include minimizing grid operating costs, energy supplly costs, and maximizing the benefit of participation of distributed energy source owners and energy storage by considering weather conditions. To solve the problem, a hybrid optimization algorithm based on genetic algorithm and Epsilon constraint method with fuzzy decision maker was used to select the best solution from Pareto optimal set.

©2022 Technical and Vocational University, Tehran, Iran. This article is an open-access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution-Noncommercial 4.0 International (CC BY-NC 4.0 license) (https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

EXTENDED ABSTRACT

Introduction

In the reviewed articles and many recent works, useful cases and ideas for the future operation of smart networks have been presented which have become possible due to the increase in diverse energy sources and the advancement of communication and control technologies. The aim of this study was to investigate the behavior of electrical networks in adverse weather conditions. In this paper, the method for making an electrical network more resistant to outages caused by probabilistic events with the help of planning conditions that considers the effect of possible events at certain time intervals is presented. Adverse weather conditions can be storms or lightning. In addition, in this paper, it is shown that a resilient network can maintain the maximum benefits of operation even in adverse conditions with a reasonable method. In most of the resilience studies in various articles, atmospheric changes and its modeling and specific cases for line outages have been considered in detail, but the effect of storms on the entire network with changes in the probability of dynamically line outages has not been investigated. Electrical generation variations, load changes, adverse weather conditions, operating costs and reliability indicators are expressed in an optimization problem in such a way that the benefits of the system operator and owners of distributed generators were maximized and the cost of energy not supplied and interruption of loads minimized. Adverse weather conditions were modeled according to wind speed and number of lightning in operational planning and its effects on line outages rate considered. Analysis based on wind correlation and unwanted outages was discussed. The intended purpose of presenting the proposed method was based on the fact that the economic operation can be slightly changed in a situation where the network has not suffered an event, but the probability of an event has increased the improvement of the system's ability to deal with possible events in the near future due to adverse weather conditions. In other words, in some conditions, it is possible to slightly reduce the profit of operating the network in order to reduce the costs of possible outages. The proposed method proved that in short-term daily planning, it is possible to improve the profit of the network; and in the private sector, the reduction of energy is not supplied loads in the long term under bad weather conditions because although bad weather conditions do not necessarily mean the occurrence of an event in the network, it is possible to reduce the amount of expenses caused by blackout by decreasing the network profit.

Methodology

In this paper, in order to solve the multi-objective mathematical program, the epsilon constraint method was used according to different objective functions and available constraints. Furthermore, the fuzzy decision making was used to select the best solution from Pareto optimal solutions. The Pareto method functions based on the transformation of the multi-objective problem into a function and one or more related functions (constraints with the allowed range of epsilon) and by changing the limits of the constraints (objective functions) creates different amounts of profit for each state. The fuzzy decision making assigns the fuzzy membership function to all available Pareto solutions. In this

study, the minimum-maximum approach was used to compromise between the available optimal state. The basis of this approach was to choose the solution with the maximum value of the least profit for each objective function as the best solution. The network reconfiguration of each time interval was selected by the genetic algorithm and then exported to a multi-objective mathematical program. The proposed genetic algorithm method was used for the sample system utilizing wind speed, number of lightning strikes, demand level and time of day.

Results

The proposed approach was applied to a standard 33 bus network in Figure 1. Five maneuvering points were considered in this network. The required data was used with modifications to study the present problem. Among these changes was the deployment of a distributed generation and a wind turbine with a nominal capacity of 1 MW at buses 11 and 28. The storage unit with a capacity of 0.6 MW was considered in Bus 11 with a charge/discharge level of 300 kW. The minimum and maximum energy stored in this unit was 100 kWh and 600 kWh. In this paper, the cost of energy not supplied was considered as an indicator of network reliability. In order to find the best solution, the fuzzy decision making was used in the range [0-1] to allocate the desired pareto solution. Finally, min-max method was applied to the profits of the distribution company and distributed generation, in terms of per unit.

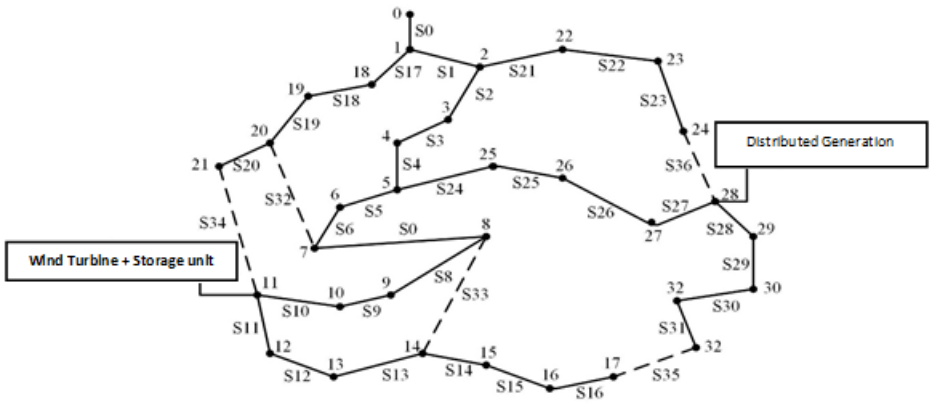


Figure 1. 33 Bus test system studied.

Conclusion

The results of this research showed that the network operator can use reconfiguration and rescheduling to reduce the number of outages and operating costs. Objective functions for the power network and the private sector were simultaneously defined and analyzed in the framework of multi-objective optimization. Although the definite risk was assumed to be the same for all four considered scenarios in the time intervals, it was shown that there were significant differences between the conventional planning of operation and the proposed planning in adverse conditions. The epsilon constraint method related to the genetic algorithm was used to solve the multi-objective

optimization problem to use the full potential of the network and the private sector to earn greater profit by helping the network in conditions with the possibility of an event. Numerical studies showed that the use of reconfiguration and increasing the proposed price to private sector in proportion with risk level, the continuity of network work under adverse conditions by use of distributed generation units and demand response program could be guaranteed. In addition, it is shown that the load characteristic and voltage curve can be improved under these conditions.

کارافن
فصلنامه علمی دانشگاه فنی و حرفه‌ای
پاییز ۱۴۰۱، دوره ۱۹، شماره ۳، ۳۳۱-۳۰۵
آدرس نشریه: https://karafan.tvu.ac.ir/
doi:10.48301/KSSA.2022.346042.2144

مقاله پژوهشی
شاپای الکترونیکی: ۲۵۳۸-۴۴۳۰
شاپای چاپی: ۲۳۸۲-۹۷۹۶

برنامه‌ریزی بهره‌برداری چندهدفه از شبکه توزیع به‌منظور بهبود عوامل اقتصادی و تاب‌آوری شبکه با در نظر گرفتن شرایط جوی

علی خدادادی[۱]، طاهر عابدین‌زاده[۲*]، حسن علیپور[۳]، جابر پولادی[۴]

۱- دانشجوی دکتری، گروه مهندسی برق، واحد شبستر، دانشگاه آزاد اسلامی، شبستر، ایران.
۲، ۳ و ۴- استادیار، گروه مهندسی برق، واحد شبستر، دانشگاه آزاد اسلامی ، شبستر، ایران.

اطلاعات مقاله

دریافت مقاله: ۱۴۰۱/۰۳/۳۰
بازنگری مقاله: ۱۴۰۱/۰۷/۱۷
پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۰۸/۲۸

کلید واژگان:
بهینه‌سازی چند هدفه
بهره‌برداری شبکه هوشمند
بهبود تاب‌آوری
بازآرایی
شرایط جوی

***نویسنده مسئول:** طاهر عابدین‌زاده
پست الکترونیکی:
taherabedinzade@iaushab.ac.ir

چکیده

مسئله بهینه‌سازی برنامه‌ریزی بهره‌برداری را می‌توان به دو گروه مختلف طبقه‌بندی کرد: گروه اول شامل برنامه‌ریزی در شرایط عادی با اهداف بهبود شاخص‌های اقتصادی و فنی و گروه دوم نیز برنامه‌ریزی در شرایط اضطراری با هدف بهبود پایداری و حفظ حداکثری بارهای شبکه می‌باشد. شرایط اضطراری ناشی از وضعیت جوی نامطلوب همواره یکی از معضلات شبکه‌ها به شمار می‌رود. در این مقاله برنامه‌ریزی عملیاتی بهینه مبتنی بر شرایط جوی و خروج احتمالاتی خطوط ارائه شده است تا علاوه بر بهبود تاب‌آوری شبکه، اپراتور شبکه را از کارکرد بهینه شبکه در شرایط نامساعد جوی مطمئن سازد. این امر از طریق ارتقای قابلیت انعطاف‌پذیری شبکه و مدل‌سازی تأثیرات شرایط جوی بر قطع خطوط و سپس برنامه‌ریزی مجدد منابع انرژی، ذخیره‌سازهای انرژی و بازنگری در توپولوژی شبکه انجام می‌شود. اهداف روش پیشنهادی شامل به‌حداقل‌رساندن هزینه‌های بهره‌برداری از شبکه، هزینه‌های انرژی تأمین‌نشده و حداکثر کردن مزایای مشارکت صاحبان منبع انرژی پراکنده و ذخیره‌سازهای انرژی با در نظر گرفتن شرایط جوی تعریف شده است. برای حل مسئله از الگوریتم بهینه‌سازی ترکیبی مبتنی بر الگوریتم ژنتیک و روش محدودیت اپسیلون با تصمیم‌گیرنده فازی برای انتخاب بهترین راه‌حل از مجموعه مطلوب پارتو استفاده شده است.

©2022 Technical and Vocational University, Tehran, Iran. This article is an open-access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution-Noncommercial 4.0 International (CC BY-NC 4.0 license) (https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

مقدمه

توانایی شبکه‌های مرسوم با استفاده از فناوری اطلاعات و سایر فناوری‌های پیشرفته روزبه‌روز بیشتر می‌شود. استفاده از تولید پراکنده، ذخیره انرژی، خودروی برقی، پاسخگویی بار در این شبکه‌ها اجتناب‌ناپذیر است و سیر افزایشی دارد. قابلیت اطمینان، بهره‌برداری اقتصادی و ایمن از این شبکه‌ها مستلزم استفاده هوشمندانه از کلیه تجهیزات موجود می‌باشد [۱]. ایده اصلی شبکه هوشمند، بهینه‌سازی کارایی و قابلیت اطمینان شبکه و همچنین بهبود شرایط فنی است. استراتژی‌های مختلفی برای بهبود بهره‌وری و انعطاف‌پذیری شبکه‌ها براساس برنامه‌ریزی مطلوب (در شرایط عادی یا اضطراری) از ادوات، بارها، مولدها و ذخیره‌کننده‌های انرژی پیشنهاد شده است. این استراتژی‌ها بر مبنای ادوات پیشرفته و عملیات هوشمندانه طراحی شده‌اند و در آنها هدف، تغییر منحنی تقاضای اصلی و به‌حداقل رساندن هزینه عملیاتی است. همچنین در بسیاری از این رویه‌ها، قطعیت نداشتن منابع تجدیدپذیر، تقاضای برق، قیمت و غیره را نیز درنظر گرفته‌اند [۲]. روش‌های مختلفی برای مدیریت قطعیت نداشتن در الگوریتم‌های تصمیم‌گیری که انتخاب هریک به اهداف و روش‌های مدل‌سازی پارامترها و عدم‌قطعیت بستگی دارد [۳]. در بسیاری از مطالعات، بهبود قابلیت اطمینان بررسی شده است. بیشتر روش‌های موجود در ارزیابی قابلیت اطمینان براساس داده‌های آماری خطا و قطعی‌های انرژی برق است. با این حال، کفایت و اثربخشی این روش‌ها در بسیاری از خاموشی‌های اخیر رضایت‌بخش نبوده است. این امر می‌تواند ناشی از پیچیدگی‌ها و غیرخطی بودن شرایط عملیاتی باشد و این امر باعث آشکار شدن اهمیت مطالعات تاب‌آوری در کنار مطالعات مرسوم گردید [۴]. در [۵] روش جدیدی برای ارزیابی خطاها و شکست‌های پی‌درپی برای غلبه بر پیچیدگی محاسبات در تجزیه‌وتحلیل شرایط اضطراری معرفی شده است که اساس آن بر پخش مجدد تولید، حذف بار و استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو است.

مسئله بازآرایی همواره در سیستم‌های انرژی الکتریکی برای رویارویی با شرایط بهره‌برداری متنوع مورد توجه بوده است. اهداف بازآرایی و روش‌های به‌کاررفته در حل مسئله، موضوع تحقیقات بسیاری بوده است. از جمله این اهداف می‌توان به کمینه کردن تلفات، بهبود کیفیت توان یا متعادل کردن بار فیدرها اشاره کرد. روش‌های به‌کاررفته بسیار متنوع هستند و شامل روش‌های تجربی و ابتکاری و روش‌های تحلیلی می‌باشد. در [۶] مسئله بازآرایی و تأثیر آن بر کیفیت توان مشترکین که امری مربوط به بهره‌برداری است مورد توجه واقع شده است در حالی که در [۷] روش گراف و برنامه‌ریزی اعداد صحیح و تجزیه گراف برای برنامه‌ریزی بهینه ریزشبکه‌های متشکل از مولدهای پراکنده و ذخیره‌سازها در یک آرایش حلقوی برای بهبود کیفیت توان و حل مسئله خودتصحیحی مورد توجه بوده است. در [۸] با استفاده از بازآرایی، مدیریت خروج و بهینه‌سازی زمان تعمیر سیستم مطالعه شده که در آن از مولدهای پراکنده نیز استفاده شده است. از کاربردهای دیگر بازآرایی می‌توان به بهبود در عملکرد شبکه‌های توزیع و افزایش قابلیت اطمینان و تاب‌آوری سیستم در حالت ریزشبکه و عملکرد جزیره‌ای اشاره کرد. در [۹] عملکرد جزیره‌ای یک ریزشبکه پس از بازآرایی مناسب و براساس کنترل غیرمتمرکز منابع موجود بررسی شده و راهکارهای مناسب برای برآورد تأمین بار موجود در ریزشبکه پس از قطع از شبکه بالادستی و مدیریت بار و منابع انرژی بررسی گردیده است. البته در این مطالعه حالت گذرای ناشی از تغییرات در فرکانس و ولتاژ در لحظات مانور مد نظر قرار نگرفته است که عملاً در ایجاد جزیره‌های پایدار مهم‌ترین و خطیرترین قسمت مربوط به لحضات اولیه و حالت گذاری سیستم می‌باشد. در [۱۰] حل مسئله جایابی کلیدها با حداقل ساختن هزینه خروج مشترکین و هزینه نصب کلیدها با استفاده از برنامه‌ریزی عدد صحیح حل شده است. در این مقاله تحلیل سود و زیان در بلندمدت برای بهره‌برداری بهینه از یک شبکه توزیع با استفاده از بازآرایی مدنظر بوده است. ویژگی این بررسی عدم‌قطعیت درنظر گرفته شده برای بار و بهبود قابلیت سیستم با کاهش خروج مشترکین از شبکه بوده است. در سال‌های اخیر به بارهای نوظهور و مولدهای با انرژی‌های تجدیدپذیر، به‌ویژه خودروهای برقی با قابلیت اتصال آن به شبکه و توربین‌های بادی توجه شده است. در [۱۱] ، کار توأمان این فناوری و حل مسئله بازآرایی در حضور آنها مطالعه

شده است. خروجی توربین بادی و مصرف انرژی خودروی برقی هر دو فرایندی احتمالی درنظر گرفته شده و بررسی شده است. افزایش قابلیت اطمینان و بهینه کردن هزینه بهره‌برداری با بازآرایی ساعتی هدف مدل‌سازی و حل این مسئله بوده است. این رویه در [۱۲] نیز با درنظر گرفتن منابع انرژی تجدیدپذیر اتخاذ شده است. با این تفاوت که مدل ریاضی برای کاهش تلفات با استفاده از بازآرایی ساعتی مدنظر بوده است که در آن از روش برنامه‌ریزی مخروطی درجه دوم مختلط با در نظر گرفتن تغییرات بار و تولید منابع انرژی تجدیدپذیر پراکنده استفاده شده است. در [۱۳] استفاده از منابع بادی و تلفیق آن براساس تخمین‌های تولید انرژی توسط توربین بادی و مدیریت بار و منابع انرژی مدنظر قرار گرفته شده است و براساس آن انتقال بار به ساعاتی که حداکثر استفاده از انرژی بادی صورت گرفته مطالعه شده و کاهش هزینه‌های بهره‌برداری بررسی گردیده است. در [۱۴] بهینه‌سازی هم‌زمان سرمایه‌گذاری احداث و بهره‌برداری مورد توجه قرار گرفته است. در این تحقیق رشد بار، استفاده از تولید پراکنده در مرحله برنامه‌ریزی و نیز بازآرایی مدل‌سازی شده است. این بررسی‌ها نشان می‌دهد که مسئله بازآرایی که موضوعی قدیمی در ادبیات سیستم‌های توزیع انرژی است، در حضور بارها و منابع انرژی نوین همچنان اهمیت خود را حفظ کرده و ابزاری مؤثر در برنامه‌ریزی بهره‌برداری با اهداف متنوع خواهد بود. به نظر می‌رسد با ارتقای تدریجی شبکه‌های مرسوم به سمت شبکه‌هایی که هوشمندانه‌تر بهره‌برداری می‌شوند این مقوله همچنان اهمیت خود را حفظ و تکامل یابد. اگر کارکرد زمان واقعی یکی از ویژگی‌های شبکه‌های هوشمند محسوب شود، بازآرایی خودکار زمان واقعی بخش مهمی از عملیات خودتصحیحی شبکه‌های هوشمند خواهد بود. در روند خودتصحیحی شبکه، تشخیص محل خطا و جداسازی آن از شبکه با حداقل خروج مشترکین و تأمین موردنیاز آنان از مسیرهای جایگزین به‌صورت خودکار یا با حداقل دخالت نیروی انسانی بسیار اهمیت دارد. به این ترتیب تاب‌آوری سیستم افزایش و خسارات جانبی خطاهای احتمالی به‌حداقل می‌رسد. در مراحل اولیه شاخص‌های قابلیت اطمینان می‌تواند برای ارزیابی روند خودتصحیحی مورد استفاده قرار گیرد. در مقاله [۱۵] جنبه‌های مختلف یک شبکه دارای خاصیت خودتصحیحی در چارچوب یک سیستم چندعاملی بررسی شده است. جداسازی خطا، تعیین محل، بازآرایی و بازگردانی سیستم به حالت عادی از جمله فعالیت‌های مطالعه‌شده در این بررسی است. پس از بروز خطا، شبکه خودتصحیح، خطا را شناسایی و پس از اقدامات اولیه، با عمل کلیدهای مناسب، خطا جدا می‌شود. سپس استراتژی‌های مختلف بازگردانی با توجه به اهداف و قیود موجود یا تعریف‌شده، مجموعه فعالیت‌های بازآرایی را چنان پی می‌گیرد که در حداقل زمان و حداقل بارهای خروجی، تعیین مسیر مجدد توان به بارهای شبکه ممکن شود. در مقاله [۱۶] روند فوق در یک شبکه توزیع ارزیابی قرار گرفته است. در [۱۷] علاوه بر مدیریت بار، زمان‌بندی مجدد تولید نیز در چارچوب یک بهینه‌سازی چندهدفه برای کمینه کردن انرژی توزیع‌نشده، مطالعه شده است. در مرجع [۱۸] نیز تغییرات مدیریت بار و تغییرات در برنامه‌ریزی منابع در بهبود هزینه‌های بهره‌برداری و کاهش آسیب‌پذیری سیستم ارائه گردیده است. در مراجع [۱۹-۲۱] کلیت و ایده‌های اساسی در گذار از مطالعات سنتی بهره‌برداری و استفاده از بهبود تاب‌آوری سیستم با در نظر گرفتن ویژگی‌های شبکه هوشمند، مدیریت بار و منابع ارائه گردیده است که چارچوب‌های مطالعات تاب‌آوری و افق پیشروی آن را نشان می‌دهد.

در مقالات مرور شده و بسیاری از کارهای اخیر موارد و ایده‌های مفیدی برای آینده بهره‌برداری از شبکه‌های هوشمند ارائه گردیده است که به لطف افزایش منابع انرژی متنوع و پیشرفت تکنولوژی‌های ارتباطی و کنترلی میسر گردیده است. هدف اصلی در این مطالعه بررسی رفتار شبکه‌های الکتریکی در شرایط جوی نامطلوب است. در این مقاله نشان داده می‌شود با تکیه بر اصول و چارچوب‌هایی که در مقالات مختلف برای بهبود تاب‌آوری ارائه گردیده است چگونه می‌توان با بهره‌برداری هوشمندانه، یک شبکه را در برابر قطعی‌های ناشی از حوادث احتمالاتی با کمک برنامه‌ریزی که تأثیر حوادث احتمالاتی را مد نظر می‌گیرد در فواصل زمانی معین مقاوم‌تر کرد. نتایج مهم و نوآوری‌های ارائه‌شده در این مقاله که از

تجمیع و اعمال هم‌زمان نقاط قوت مقالات بررسی‌شده حاصل گردیده است را می‌توان به‌صورت اجمالی به شرح ذیل اشاره کرد:

در این مقاله نشان داده می‌شود که تفاوت یک شبکه مقاوم در برابر تغییرات جوی و شرایط طوفانی با یک شبکه متداول به چه صورتی می‌تواند باشد و یک شبکه مقاوم می‌تواند با روش معقولی بیشترین منافع بهره‌برداری را حتی در شرایط نامطلوب حفظ کند. در بیشتر مطالعات، تاب‌آوری در مقالات مختلف تغییرات جوی و نحوه مدل‌سازی آن به صورت جزئی و موارد مشخص برای خروج خطوط مدنظر قرار گرفته شده است اما تأثیر طوفان بر کل شبکه با تغییر در میزان احتمال خروج خطوط به‌صورت دینامیکی و متغیر با زمان بررسی نشده است.

دیدهای مدیریتی متفاوت براساس سطح استفاده از منابع و امکانات بازآرایی به‌صورت جداگانه بررسی گردیده است و تغییرات تولید، تغییرات بار، شرایط جوی نامطلوب، هزینه‌های بهره‌برداری و شاخص‌های تاب‌آوری به‌صورت یک مسئله بهینه‌سازی طوری بیان می‌شوند که منافع بهره‌بردار سیستم و صاحبان مولدهای پراکنده بیشینه و هزینه انرژی توزیع‌نشده و قطعی بارهای مشترکین کمینه گردد. در مقالات بررسی‌شده و سایر منابع معمولا بررسی‌ها فقط از دیدگاه شبکه بررسی گردیده است در صورتی که برنامه‌ریزی موفق نیازمند مطالعه رفتار و عواید اجرای یک برنامه بر کل بازیگران دخیل در شبکه می‌باشد. در این مقاله سعی گردیده است که کامل‌ترین توابع هدف برای شبکه و بخش خصوصی درگیر در برنامه‌ریزی ارائه گردد و برنامه پیشنهادی تضمین‌کننده افزایش سود عادلانه همه بازیگران باشد.

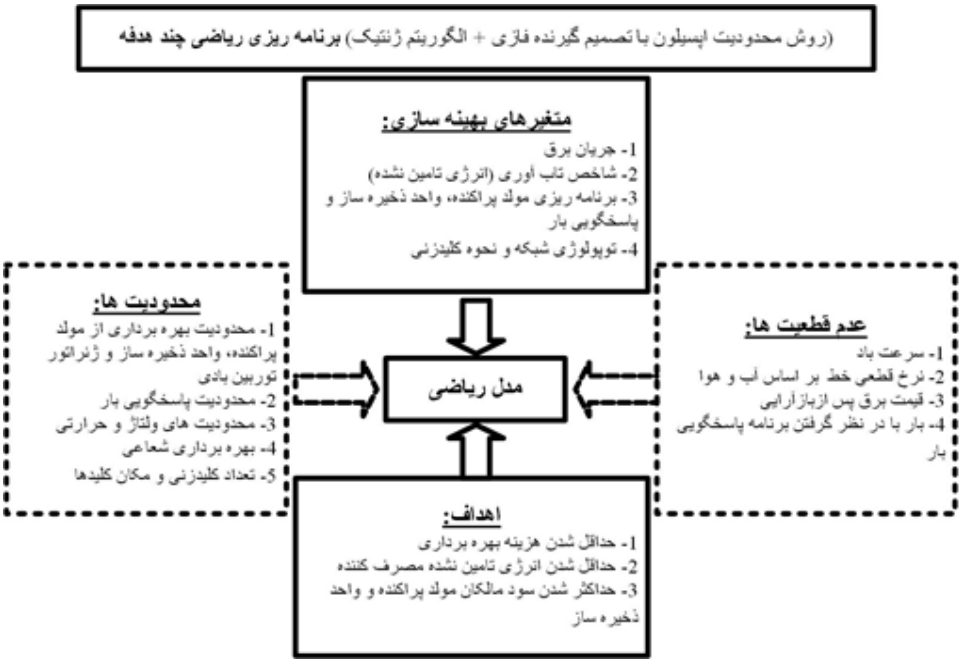
معمولاً در مقالات قابلیت اطمینان و تاب‌آوری از نرخ خروج خطوط ثابت استفاده می‌شود یا بررسی خروج خطوط مشخصی (نه همه خطوط شبکه) در نتایج مطالعه ارائه می‌گردد. در این مقاله، شرایط جوی نامطلوب با توجه به سرعت باد و تعداد رعد و برق در برنامه‌ریزی عملیاتی مدل‌سازی می‌شوند و تأثیرات آن بر نرخ خروج خطوط متغیر با زمان و شرایط جوی در نظر گرفته می‌شود. تجزیه‌وتحلیل براساس همبستگی باد و قطعی‌های ناخواسته مورد بحث قرار می‌گیرد. از کاستی‌های مطالعات مشابه می‌توان نبود تغییرات احتمال خروج خطوط در شرایط مختلف جوی را وارد دانست.

معمولاً مقالات بهره‌برداری در شرایط عادی یا شرایط با فرض وقوع حادثه لحاظ می‌گردد در صورتی که لزوماً افزایش احتمال وقوع حوادث منجر به وقوع حادثه نمی‌گردد. هدف مدنظر از ارائه روش پیشنهادی بر این اساس استوار است که بهره‌برداری صرفاً اقتصادی در شرایطی که شبکه دچار حادثه نگردیده است ولی احتمال وقوع حادثه به علت شرایط نامساعد جوی افزایش یافته است می‌تواند اندکی تغییر یابد تا منجر به بهبود توانایی سیستم در مقابله با اتفاقات احتمالاتی در آینده نزدیک گردد. به عبارت دیگر در برخی شرایط می‌توان اندکی سود بهره‌برداری از شبکه را کاهش داد تا از هزینه‌های خاموشی‌های احتمالاتی کاست. روش پیشنهادی ثابت خواهد کرد که می‌توان در برنامه‌ریزی‌های کوتاه‌مدت روزانه در شرایط بد جوی، سود شبکه، بخش خصوصی و کاهش انرژی تأمین‌نشده بارها را در بلندمدت بهبود داد زیرا اگرچه شرایط بد جوی به‌منزله وقوع قطعی حادثه در شبکه نیست ولی می‌توان با حذف قسمتی از سود شبکه از مقدار هزینه‌های ناشی از خاموشی در صورت وقوع حادثه کاست.

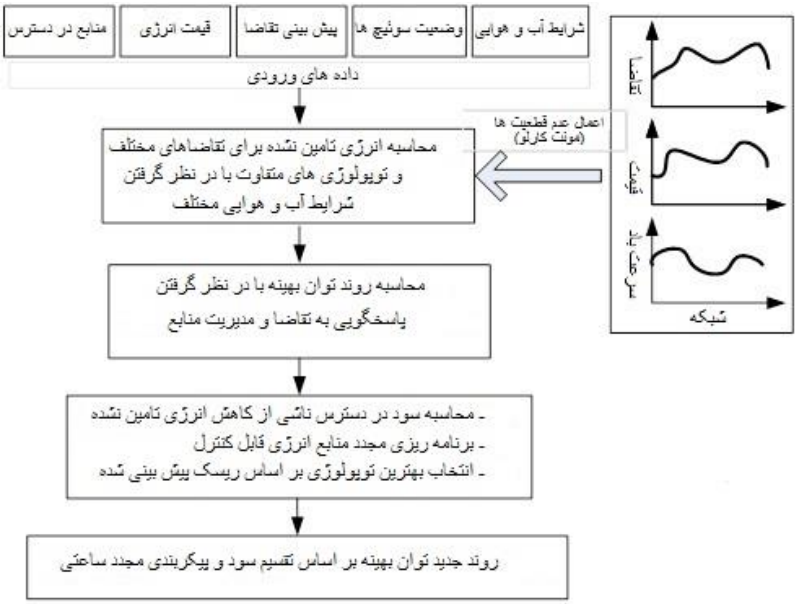
برنامه‌ریزی و بازآرایی مبتنی بر شرایط جوی

برای افزایش قابلیت انعطاف‌پذیری شبکه‌های توزیع انرژی در شرایط نامساعد جوی، باید اقدامات و تدابیر متعددی را در برنامه‌ریزی بهره‌برداری در نظر گرفت. بدیهی است که در مورد مسئله حاضر این اقدامات به شرایط جوی بستگی خواهد داشت. فناوری‌های مورداستفاده در این برنامه‌ریزی می‌تواند شامل مولدهای تولید پراکنده، پاسخگویی بار و ذخیره‌سازها باشد. برنامه‌ریزی مجدد و بازآرایی در کنار استفاده از فناوری‌های فوق به تاب‌آوری سیستم تحت شرایط یاد شده کمک خواهد کرد. استفاده از خاصیت یادگیری شبکه هوشمند که در آن سابقه خطاها و شرایط نامساعد حفظ شده است نیز می‌تواند به روند ایجاد یک تعادل بین بهره‌برداری صرفاً اقتصادی و فدا کردن قسمتی از سود شبکه برای کاهش

هزینه‌های ناشی از حوادث سیستم در شرایط نامطلوب جوی کمک کند. هدف از برنامه‌ریزی بهره‌برداری در این شرایط، کاهش اثرات حوادث خواهد بود. فرض بر این است که در طی این برنامه‌ریزی مصرف انرژی الکتریکی می‌تواند کنترل شود، بازآرایی لازم صورت گیرد و زمان‌بندی مولدهای موجود بازنگری شود به‌گونه‌ای که در بدترین شرایط کار سیستم به‌صورت بهینه ادامه یابد و خسارات ناشی از حادثه مطالعه شد. استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر یکی از ویژگی‌های سیستم‌های انرژی نوین است. اقدامات و برنامه‌ریزی در شرایط یادشده باید با در نظر گرفتن خصوصیات این منابع همراه باشد. این امر به معنی درنظر گرفتن عدم‌قطعیت‌ها در میزان تولید این منابع است که به نوبت خود بر برنامه‌ریزی ذخیره‌سازها، مدیریت تقاضا و پخش توان شبکه تأثیر خواهد داشت. در تحلیل حاضر با در نظر گرفتن موارد فوق و نیز خاصیت احتمالاتی حوادث جوی نشان داده می‌شود که چگونه قابلیت انعطاف‌پذیری و برنامه‌ریزی بهره‌برداری هوشمندانه‌تر می‌تواند در شرایط نامطلوب جوی به بهره‌برداری بهینه شبکه کمک کند و کاهش سود بهره‌برداری با توجه به تغییرات شرایط جوی در بلندمدت منجر به افزایش سود شبکه و بخش خصوصی که حاضر به همکاری با اپراتور شبکه است، گردد. به عبارت دیگر، ارزیابی احتمالی برنامه‌ریزی بهره‌برداری، روش‌های برنامه‌ریزی عملیاتی را از حالت تک‌بعدی اقتصادی به حالت ترکیبی شامل متغیرهای اقتصادی و شاخص‌های تاب‌آوری تغییر می‌دهد. در این حالت بهره‌برداری بهینه با استفاده از برنامه‌های پاسخگویی بار، مدیریت تولید پراکنده و بازآرایی تداوم کار سیستم به‌صورت بهینه در شرایط نامطلوب تضمین می‌شود. طرح کلی از برنامه‌ریزی ریاضی چندهدفه برای برنامه‌ریزی عملیاتی شبکه هوشمند انعطاف‌پذیر در شکل ۱ ارائه شده است. در این شکل اهداف، متغیرها، عدم‌قطعیت‌ها و محدودیت‌ها نشان داده شده است. مشکل بهینه‌سازی چندهدفه در نرم‌افزار گمز با استفاده از روش محدودیت اپسیلون با استفاده از تصمیم‌گیرنده فازی حل شده است. به‌منظور به‌حداقل رساندن تأثیرات شرایط جوی نامطلوب بر قطع انرژی و هزینه انرژی توزیع‌نشده، مشکل تجدید آرایش شبکه با توجه به این شرایط و ملزومات اقتصادی در نرم‌افزار متلب حل شده است. نتیجه بازآرایی بهینه با مسئله بهینه‌سازی چندهدفه در ارتباط قرار می‌گیرد تا بازآرایی پویا و برنامه‌ریزی مجدد منابع به‌دست آید. به‌صورت شماتیکی روند روش پیشنهادی در شکل ۲ ارائه گردیده است.



شکل ۱. چارچوب کلی از برنامه‌ریزی چند هدفه پیشنهادی



شکل ۲. شماتیک مراحل روش پیشنهادی

مدل‌سازی و فرمول‌بندی مسئله

مدل ارائه‌شده در این مقاله براساس مشارکت مصرف‌کنندگان در برنامه زمانی پاسخگویی بار است. واحدهای تولید پراکنده شامل توربین‌های گازی و ذخیره‌سازهای انرژی، توربین بادی و شبکه برق بالادست در تأمین برق مصرف‌کنندگان مشارکت دارند. در مدل بهینه‌سازی پیشنهادشده سود صاحبان مولدهای پراکنده و اپراتور شبکه از سوی دیگر به‌عنوان تابع هدفی که طی برنامه‌ریزی بهره‌برداری روزانه باید بیشینه گردد، درنظر گرفته می‌شود. این بهینه‌سازی در زمینه فرایندهای احتمالی ناشی از شرایط جوی مانند سرعت باد و عدم‌قطعیت‌هایی از قبیل قیمت انرژی، تقاضای بار، توان دریافتی از توربین بادی و قطعی‌های ناشی از شرایط نامطلوب جوی است. در این مطالعه، بار و توان خروجی توربین بادی و شرایط جوی مستقل از سناریوها هستند. بنابراین برای به‌دست آوردن سناریوهای مختلف از رابطه زیر استفاده می‌شود:

$$N_s = N_l \times N_w \quad (۱)$$

که در رابطه بالا N_s، N_l و N_w به‌ترتیب مربوط به تعداد سناریو، تعداد حالات برای مدیریت بار (دو حالت با مدیریت بار و بدون مدیریت بار) و تعداد حالات مربوط به درنظر گرفتن شرایط جوی بر هزینه‌های شبکه (با درنظر گرفتن شرایط جوی و بدون درنظر گرفتن آن) می‌باشد.

مدل بار، قیمت، پاسخگویی بار و باتری

تغییر بار روزانه توسط ضرب دو شاخص مدل می‌شود. اولین شاخص بار پیک ($P^D_{i,\max}, Q^D_{i,\max}$) است. هر یک ساعت از روز به‌عنوان یک سطح تقاضا تعریف می‌شود. بنابراین ۲۴ ساعت یا ۲۴ سطح تقاضا وجود خواهد داشت که با N_h نشان داده می‌شود. پارامتر دوم عامل سطح تقاضا (DLF_h) است. این عامل مقدار پیش‌بینی‌شده بار به ضریب اوج بار در هر سطح تقاضا را تعریف می‌کند و بین ۰ و ۱ تغییر می‌کند. بنابراین تقاضای باس i^{th} در سطح بار h^{th} به‌صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$P^D_{i,h} = P^D_{i,\max} \times DLF_h \quad (۲)$$

$$Q^D_{i,h} = Q^D_{i,\max} \times DLF_h \quad (۳)$$

$$S^D_{i,h} = P^D_{i,h} + jQ^D_{i,h} \quad (۴)$$

در روابط بالا $S^D_{i,h}$، $P^D_{i,h}$ و $Q^D_{i,h}$ به‌ترتیب توان ظاهری، توان اکتیو و توان راکتیو باس i^{th} در سطح بار h^{th} می‌باشد. قیمت انرژی خریداری‌شده از شبکه اصلی توسط عملیات بازار تعیین می‌شود. این مقدار در طول هر سطح تقاضا تغییر می‌کند. در این مقاله، فرض بر این است که قیمت برق در h^{th} سطح تقاضا می‌تواند به‌صورت زیر تعیین شود:

$$\lambda_h = \rho_{base} \times PLF_h \quad (۵)$$

در رابطه فوق ρ_{base} هزینه انرژی پیک و PLF_h شاخص سطح قیمت در سطح بار h^{th} می‌باشد که فرض می‌شود یک مقدار مشخص می‌باشد. قیمت واقعی برای اپراتور شبکه در هر ساعت شامل هزینه‌های خرید انرژی از شبکه بالاسری و جریمه‌های احتمالاتی مربوط به خاموشی‌ها در هر ساعت می‌باشد. بنابراین می‌توان برای هر ساعت هزینه واقعی شبکه ($\rho_{h,s}$) را که دارای دو پارامتر قطعی و احتمالاتی است به‌صورت زیر نشان داد:

$$\rho_{h,s} = \frac{\lambda_h \sum_{i=1}^{N_{load}} P_{i,h,s} + \rho_P ENS_{h,s}}{\sum_{i=1}^{N_{load}} P_{i,h,s}} \quad (۶)$$

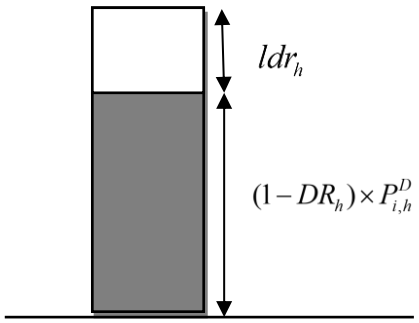
در رابطه بالا ρ_P میزان جریمه ناشی از نبودن تغذیه بارها است. مقدار انرژی تأمین‌نشده به‌صورت زیر به‌دست می‌آید:

$$\mathrm{Cos}\,t_{R,h,s} = \sum_{b=1}^{N_b} f_{rate}.l_b.\rho_p.(\sum_{re=1}^{N_{res}} P_{res,h,s} \cdot t_{re}) \quad (۷)$$

در معادله بالا N_b تعداد خطوط موجود در سیستم، f_{rate} نرخ خرابی خط، l_b طول خط، N_{res} تعداد باس‌های قطع‌شده در طول زمان قطعی و تعمیرات، P_{res} بارهای بازیابی‌شده بعد از وقوع خطا، t_{res} زمان استمرار خطا می‌باشد. از رابطه (۶) به‌عنوان سیگنال برای اجرای برنامه‌های مدیریت تاب‌آوری استفاده خواهد شد زیرا این هزینه شامل هزینه‌های بهره‌برداری و هزینه‌های خاموشی است. مشخصاتی مانند نرخ خروج به‌ازای هر کیلومتر و طول خطوط شبکه بر تعداد خروج خطوط تأثیر دارند و به‌تبع آن میزان انرژی تأمین‌نشده تحت تأثیر قرار می‌گیرد.

اپراتور شبکه به‌منظور کاهش هزینه‌های خود برنامه پاسخ بار را اعمال می‌کند تا بدین‌وسیله بار مصرف‌کنندگان خود را از زمان‌های پرهزینه به زمان‌های ارزان‌قیمت تغییر دهد. شایان ذکر است که در این مقاله فرض بر این است که مشتریان تنها ظرفیت محدودی از تقاضای خود را می‌توانند تغییر دهند. فرض می‌شود که فقط ۱۵ درصد از کل بار در برنامه مدیریت پاسخ بار شرکت می‌کند. برنامه مدیریت پاسخ بار می‌تواند به‌صورت شکل ۳ مدل شود.

قسمت خط‌چین در شکل ۳ قسمتی از بار است که نمی‌تواند در برنامه پاسخ بار شرکت کند در صورتی که سایر قسمت‌های بار می‌تواند به علت تغییر در قیمت به بازه‌های زمانی متفاوت منتقل شود. مدل ریاضی شکل ۳ به‌صورت زیر می‌باشد که انتقال بار (توان اکتیو و راکتیو بار به‌صورت هم‌زمان و با ضریب توان ثابت) را نشان می‌دهد. برنامه پاسخگویی بار استفاده‌شده از نوع زمان استفاده می‌باشد. همچنین فرض شده است که میزان انتقال بار توان اکتیو و راکتیو از همه باس‌ها با مقدار درصد ثابت انجام می‌گیرد و انتقال بار از هر باس با ضریب توان ثابت برای آن باس است.



شکل ۳. مدل‌سازی بار براساس برنامه مدیریت پاسخ بار

$$P_{i,h,s}^{DR} = P_{i,h,s}^{D} + ldr_{P,i,h,s} \quad (۸)$$

$$Q_{i,h,s}^{DR} = Q_{i,h,s}^{D} + ldr_{Q,i,h,s} \quad (۹)$$

$$ldr_{P,i,h,s} = DR_{h,s} \times P_{i,h,s}^{D} \quad (۱۰)$$

$$ldr_{Q,i,h,s} = DR_{h,s} \times Q_{i,h,s}^{D} \quad (۱۱)$$

$$\sum_{h=1}^{24} ldr_{P,i,h,s} = \sum_{h=1}^{24} ldr_{Q,i,h,s} = 0 \quad (۱۲)$$

$$DR_h^{\min} < DR_{h,s} < DR_h^{\max} \quad (۱۳)$$

در روابط بالا $P_{i,h,s}^{D}$ تقاضای بار اولیه در سطح hام/ست و $P_{i,h,s}^{DR}$ سطح بار بعد از اعمال برنامه پاسخ بار در همان سطح می‌باشد. $ldr_{P,i,h,s}$ و $ldr_{Q,i,h,s}$ مقدار بار اکتیو و راکتیو شیفت داده‌شده توسط برنامه پاسخ بار در سطح h است و $DR_{h,s}$ میزان مشارکت بار در برنامه پاسخ بار را بیان می‌کند. معادلات (۱۱) تا (۱۳) قیود مربوط به پاسخگویی بار را بیان می‌کند. تقاضای قابل تغییر در هر سطح بار مقدار متغیری دارد که با DR_h بیان می‌گردد و به‌صورت معادله (۱۳) بیان می‌شود. شاخص DR_h بیانگر مشارکت مصرف‌کننده در برنامه‌های پاسخ بار می‌باشد. معادله (۱۳) افزایش تقاضا در هر بازه زمانی را محدود می‌کند. در این مقاله سعی شد که بارها بتوانند به ساعات دیگر انتقال پیدا کنند یا در ساعت خود ثابت بمانند و در عین حال روش پیشنهادی طوری اجرا گردد که خاموشی ناشی از خروج خطوط در شرایط نامساعد در کل برای بارها حداقل گردد. یکی از اهداف بهینه‌سازی برآورده ساختن تاب‌آوری سیستم در حد قابل‌قبول می‌باشد. به‌منظور بیان اهمیت عدم‌قطعی در سیستم شاخص انرژی تغذیه‌نشده ارائه می‌شود. این شاخص میزان انرژی تأمین‌نشده در بازه زمانی موردمطالعه را بیان می‌کند. اگر منابع تولید پراکنده با قابلیت عملکرد جزیره‌ای و ذخیره انرژی در سیستم توزیع وجود داشته باشد، این منابع توان به‌عنوان

یک منابع برای تغذیه بارهایی که به علت وجود خطا در خطوط انتقال یا سیستم توزیع قطع شده‌اند استفاده می‌شود و به این ترتیب تاب‌آوری سیستم افزایش می‌یابد.

توابع هدف

مدل عملکردی یک مدل ترکیبی از منابع پراکنده و سایر منابع ذخیره انرژی می‌باشد. شبکه توانایی مبادله انرژی با شبکه بالادست و نیز با اپراتورهای منابع پراکنده را دارا می‌باشد. تابع هدف شبکه در چارچوب عملیات کوتاه مدت، سعی در به‌حداکثر رساندن منافع انرژی خود برای یک روز می‌باشد. نکته اساسی در تجمیع پارامترهای فنی و اقتصادی مختلف و وزن‌دهی به آنها در توابع هدف مختلف، یکسان‌سازی واحدهای مرتبط برای قرار گرفتن در داخل یک تابع هدف می‌باشد. در این خصوص سعی شد تا پارامترهای مختلف با یکاهای متفاوت تبدیل به هزینه گردند تا بتوان آنها را در کنار یکدیگر قرار داد. نکته دیگر در بهینه‌سازی چندهدفه، ایجاد تعادل و یافتن جواب بهینه برای توابع هدف می‌باشد. به عبارت دیگر برای دو یا چند تابع هدف، راه‌حل‌های مختلفی می‌توان متصور بود که در هریک از این مجموعه جواب‌ها نیز ممکن است مقادیر سود مختلفی عاید گردد. روش‌های مختلفی برای ایجاد جواب‌های بهینه ممکن و انتخاب بهترین گزینه از بین راه‌حل‌های موجود وجود دارد که شامل روش‌های ریاضی و هوشمند می‌گردد. در این مقاله از روش ریاضی و غیرمحدب (به علت وابستگی غیرخطی توابع هدف) استفاده گردیده است که در بخش روش حل به‌صورت اجمالی شرح داده شده است. معادله (۱۴) فرمول ریاضی سود اپراتور شبکه را بیان می‌کند.

$$OF_{1,s}=\sum_{t=1}^{N_h}\left\{\begin{array}{l}\sum_{i=1}^{N_{load}}\rho_{sell,h,s}^{P}.P_{i,h,s}^{D}+\\ \sum_{i=1}^{N_k}\rho_{sell,h,s}^{P}.(P_{k,h,s}^{charge}-P_{k,h,s}^{discharge})\\ -\sum_{us=1}^{N_{US}}\lambda_h.P_{h,s}^{us}-\sum_{us=1}^{N_{US}}\lambda_{Qfix}.Q_h^{us}\\ -\sum_{i=1}^{N_{switch}}C_{switching,i,h,s}-\mathrm{Cost}_{R,h,s}\\ -\sum_{j=1}^{N_{WT}}\rho_{sell}^{WTG}.P_{j,h,s}^{WTG}\\ -\sum_{j=1}^{N_{DG}}\rho_{sell,h,s}^{PDGO}.P_{j,h,s}^{DG}-\sum_{j=1}^{N_{DG}}\rho_{sell,h,s}^{QDGO}.Q_{j,h,s}^{DG}\end{array}\right\} \qquad (۱۴)$$

در رابطه (۱۴) ρ_{sell}^{P} ، λ_h و ρ_{sell}^{WTG} به‌ترتیب قیمت فروش انرژی به مصرف‌کننده، قیمت خرید انرژی از شبکه بالاسری و قیمت خرید انرژی از واحدهای بادی در سناریوی s است. $\rho_{sell,h}^{PDGO}$ و $\rho_{sell,h}^{QDGO}$ نیز قیمت خرید توان اکتیو و راکتیو از واحدهای تولید پراکنده قابل کنترل می‌باشد. $P_{i,h,s}^{D}$ و $P_{k,h,s}^{charge}$ توان اکتیو فروخته‌شده به مصرف‌کنندگان و واحد ذخیره انرژی می‌باشد. در این رابطه عبارت اول و دوم بیانگر سود حاصل از انرژی فروخته‌شده به مشتریان توسط شبکه می‌باشد. عبارت سوم هزینه توان خریداری‌شده از شبکه‌های خارجی یا بازار انرژی می‌باشد که مقدار آن وابسته به قیمت برق بازار (λ_h) می‌باشد. $P_{h,s}^{us}$ و $Q_{h,s}^{us}$ مقدار توان اکتیو و راکتیو دریافتی از شبکه بالاسری می‌باشند. عبارت چهارم میزان هزینه پرداختی برای توان راکتیو خریداری‌شده از

شبکه‌های خارجی است و به‌عنوان یک قیمت ازپیش تعیین‌شده و ثابت توصیف می‌شود. شبکه همچنین توانایی فروش انرژی در بازار را دارا می‌باشد. این شرایط زمانی پیش می‌آید که P_h^{us} منفی باشد. $C_{switching,i,h,s}$ هزینه به علت تغییرات در توپولوژی سیستم را توصیف می‌کند. عبارات ششم مربوط به هزینه خاموشی‌های رخ داده در شبکه است. سه عبارت نهایی، میزان انرژی خریداری‌شده از صاحبان منابع تجدیدپذیر را بیان می‌کند. P_j^{WTG}، $P_{j,h}^{DG}$، $Q_{j,h}^{DG}$ و $P_{k,h,s}^{discharge}$ نیز توان اکتیو دریافتی از واحدهای بادی، توان اکتیو و راکتیو تزریقی منابع تولید پراکنده و مقدار تزریق توان توسط باتری‌ها می‌باشد. سود اپراتور منابع تجدیدپذیر از فروش انرژی به شبکه حاصل می‌شود. اپراتور منابع تجدیدپذیر همچنین روی باتری‌ها نیز سرمایه‌گذاری می‌کند. قیمتی که اپراتور منابع تجدیدپذیر انرژی خود را به فروش می‌رسانند به نقشی که آن‌ها در بازار ارائه می‌کنند وابسته می‌باشد. آنها می‌توانند طبق یک قرارداد دوجانبه با قیمت بازار، انرژی خود را به فروش برسانند. تابع سود اپراتور منابع تجدیدپذیر به‌صورت (۱۵) محاسبه می‌شود.

$$OF_{2,s}=\sum_{t=1}^{N_h}\left\{\begin{array}{l}\sum_{j=1}^{N_{DG}}\rho_{sell,h,s}^{PDGO}.P_{j,h,s}^{DG}+\sum_{j=1}^{N_{DG}}\rho_{sell,h,s}^{QDGO}.Q_{j,h,s}^{DG}\\+\sum_{j=1}^{N_{WTG}}\rho_{sell}^{WTG}.P_{j,h,s}^{WTG}+\sum_{k=1}^{N_k}\rho_{sell\,h,s}^{P}.P_{k,h,s}^{discharge}\\-\sum_{k=1}^{N_k}\rho_{sell\,h,s}^{P}.P_{k,h,s}^{charge}\\-C_k^{\deg}(\sum_{k=1}^{N_k}\frac{P_{k,h,s}^{discharge}}{\eta_k^{discharge}}+\eta_k^{charge}.P_{k,h,s}^{charge})\\-\sum_{j=1}^{N_{DG}}(A_jP_{DG\,j,h,s}^{2}+B_jP_{j,h,s}^{DG}+C_j)\\-\sum_{j=1}^{N_{DG}}Q_{j,h,s}^{DG}.CT_j^{Q}\end{array}\right\} \quad (۱۵)$$

عبارت اول تا سوم بیانگر سود حاصل از فروش انرژی به شبکه می‌باشد. عبارت چهارم بیانگر سود حاصل از حضور باتری‌های ذخیره انرژی می‌باشد. عبارت پنجم هزینه ناشی از شارژ باتری‌ها می‌باشد که در این حالت باتری‌ها همانند یک مصرف‌کننده برای شبکه می‌باشند. $C_k^{\deg}$ ، $\eta_k^{discharge}$ و η_k^{charge} به‌ترتیب ضریب استهلاک، راندمان دشارژ و راندمان شارژ باتری شماره k می‌باشند. عبارت ششم نشان‌دهنده هزینه استهلاک باتری و دو عبارت آخر هزینه‌های عملیاتی شدن واحدهای منابع تولید پراکنده می‌باشد که یک ساختار شناخته‌شده از واحدهای تولید پراکنده برای توان اکتیو در نظر گرفته می‌شود. A_j، B_j و C_j نیز ضرایب هزینه برای تولید منابع تولید پراکنده قابل کنترل می‌باشند.

قیود

معادلات مربوط به پخش بار باید در باس i^{th} و ساعت h^{th} به‌صورت زیر برقرار باشد. شایان ذکر است که فرض شده است صاحبان واحدهای تولید پراکنده و ذخیره انرژی مشترک می‌باشند. از سوی دیگر واحدهای بادی برخلاف

واحدهای حرارتی هزینه متغیر با تولید ندارند و در کل یک هزینه ثابت ناشی از استهلاک دارند و آن مستقل از میزان تولید است.

$$P_{h,s}^{us}+P_{i,h}^{DG}-\left((1-DR_h)\times P_{i,h,s}^{D}+ldr_{P,h,s}\right)+\sum_{k=1}^{N_k}(P_{k,h,s}^{discharge}-P_{k,h,s}^{charge}) \\ =V_{i,h,s}\sum_{j}V_{j,h,s}(G_{ij}\cos\delta_{i,h,s}+B_{ij}\sin\delta_{j,h,s}) \quad (۱۶)$$

$$Q_{h,s}^{us}+Q_{i,h}^{DG}-\left((1-DR_h)\times Q_{i,h,s}^{D}+ldr_{Q,h,s}\right)=V_{i,h,s}\sum_{j}V_{j,h,s}(G_{ij}\cos\delta_{i,h,s}-B_{ij}\sin\delta_{j,h,s}) \quad (۱۷)$$

در روابط بالا P_h^{us} و Q_h^{us} توان اکتیو و راکتیو جذب‌شده یا تولیدشده توسط شبکه بالاسری (باس اسلک) در زمان h^{th} می‌باشد. $V_{i,h,s}$ و $\delta_{i,h,s}$ به‌ترتیب بیانگر دامنه و زاویه ولتاژ در باس i^{th} و زمان h^{th} می‌باشد. ولتاژ هر باس در هر بازه زمانی خاص باید در محدوده مجاز خود نگه داشته شود.

$$V_i^{\min}\le V_{i,h}\le V_i^{\max} \quad (۱۸)$$

توان اکتیو و راکتیو تولیدی هر باس به‌صورت زیر بیان می‌شود:

$$P_{us}^{\min}\le P_{h,s}^{us}\le P_{us}^{\max} \quad (۱۹)$$

$$Q_{us}^{\min}\le Q_{h,s}^{us}\le Q_{us}^{\max} \quad (۲۰)$$

توان تولیدی هرکدام از منابع تولید پراکنده نیز باید در محدوده مجاز خود باشند.

$$P_{DG}^{\min}\le P_{i,h}^{DG}\le P_{DG}^{\max} \quad (۲۱)$$

$$Q_{DG}^{\min}\le Q_{i,h}^{DG}\le Q_{DG}^{\max} \quad (۲۲)$$

در همه سطوح، توان عبوری از خطوط توسط حد حرارتی آنها محدود می‌شود.

$$S_{ij,h}\le S_{ij}^{\max} \quad (۲۳)$$

معادلات (۲۴) تا (۲۸) قیود مربوط به منابع ذخیره انرژی را نشان می‌دهد. قیود (۲۴) تا (۲۶) محدودیت شارژ و دشارژ باتری و نیز میزان انرژی قابل ذخیره در باتری را نشان می‌دهد. در این مطالعه سطح ذخیره‌سازی باتری در پایان برنامه‌ریزی با سطح انرژی اولیه آن برابر در نظر گرفته می‌شود. قید (۲۷) بیان می‌کند که باتری نمی‌تواند همزمان شارژ و دشارژ شود. $\beta_{k,h,s}^{discharge}$ و $\beta_{k,h,s}^{charge}$ عبارت‌های باینری هستند. مدل دینامیکی انرژی باتری به‌صورت معادله (۲۸) بیان می‌شود.

$$0 \le P_{k,h,s}^{charge} \le \beta_{k,h,s}^{charge} P_k^{charge,\max} \quad (۲۴)$$

$$0 \le P_{k,h,s}^{discharge} \le \beta_{k,h,s}^{discharge} P_k^{discharge,\max} \quad (۲۵)$$

$$En_k^{\min} \le En_{k,h,s} \le En_k^{\max} \quad (۲۶)$$

$$\beta_{k,h,s}^{charge} + \beta_{k,h,s}^{discharge} = 1 \quad (۲۷)$$

$$En_{k,h+1,s} = En_{k,h,s} + (\eta_k^{charge}.P_{k,h,s}^{charge}.1^{hour} - \frac{P_{k,h,s}^{discharge}}{\eta_k^{discharge}}.1^{hour}) \quad (۲۸)$$

مدل خاموشی‌های ناشی از شرایط جوی

نتایج مطالعات مختلف نشان می‌دهد که شرایط آب‌وهوایی نامطلوب (سرعت باد بالا و صاعقه) دلیل اصلی بیش از نیمی از خطاهای سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی است [۲۲]. در یک شبکه هوشمند ثبت داده‌های مربوط به این وقایع می‌تواند به بهبود عملکرد این شبکه‌ها در شرایط فوق یاری کند. با این حال در همه شبکه‌ها چنین فناوری وجود ندارد. در این مطالعه قطعی برق در دو دسته مطالعه می‌شود. بخش اول خطاهای ناشی از آلودگی محیط، نقش حیوانات و سایر خطاها با دلایل ناشناخته را دربرمی‌گیرد. ضریب این نوع وقایع ثابت درنظر گرفته می‌شود. در بخش دوم، خطاهای ناشی از شرایط جوی (طوفان یا رعد و برق) مدنظر است. به‌منظور تجزیه‌وتحلیل مناسب برای ارزیابی تأثیر شرایط جوی بر میزان قطعی‌ها، همبستگی‌هایی که در [۲۳] ارائه شده است برای مدل‌سازی استفاده می‌شود. از آنجا که متأسفانه، شبکه‌های آزمون استاندارد توزیع اطلاعات مربوط به رویدادهای ناشی از آب و هوا را ندارند، داده‌های نرمال واقعی در شبیه‌سازی‌ها برای ارزیابی رفتار شبکه‌های انعطاف‌پذیر در شرایط مختلف آب‌وهوایی مورد استفاده قرار می‌گیرند. فرض بر این است که میانگین سرعت باد و احتمال صاعقه در فواصل زمانی یک ساعت قابل پیش‌بینی است. در [۲۳] رابطه بین وقایع و سرعت باد برای فواصل کوتاه‌مدت با استفاده از رابطه (۲۹) و همبستگی بین وقایع و تعداد صاعقه در رابطه (۳۰) ارائه شده است:

$$\mathrm{N_{wind}} = 0/0012\mathrm{W_{speed}}^2 - 0/0131\mathrm{W_{speed}} \quad (۲۹)$$

$$\mathrm{N_{lightning}} = 0/0001\mathrm{L} - 0/7014 \quad (۳۰)$$

در روابط بالا W سرعت باد و L تعداد صاعقه می‌باشد. در این مقاله، برای هر بازه زمانی، مقدار متوسط سرعت باد و تعداد صاعقه مورد استفاده قرار می‌گیرد. سرعت باد بر تعداد قطعی‌ها و در نتیجه تولید انرژی برق توربین‌های بادی تأثیر می‌گذارد. واضح است که الگوهای جریان باد و پروفیل‌های سرعت باد متغیر با زمان است و لازم است این الگوها برای هر منطقه برآورد شود. در این مطالعه برای بررسی تأثیر باد، N_{wind} در طول روز متغیر فرض شده است تا میزان حساسیت شبکه برق به این عامل بررسی شود. از سوی دیگر تعداد صاعقه در ساعات طوفانی بیشتر درنظر گرفته می‌شود و در سایر ساعات روز این تعداد بسیار کمتر خواهد بود. در صورت بروز قطعی در شبکه، مدت‌زمان موردنیاز برای تعمیرات بستگی به نوع قطعی، محل آن و نیز شرایط جوی دارد. بدیهی است که در شرایط نامطلوب جوی زمان بیشتری برای تعمیرات موردنیاز خواهد بود [۲۲]. در یک تحقیق زمان تعمیرات شرایط

عادی ۴ ساعت است و در شرایط بد به‌طور متوسط ۶ ساعت برآورد شده است [۲۳]. بنابراین سرعت باد N_{wind} و تعداد صاعقه $N_{lightning}$ بر مدت‌زمان تعمیر و میزان انرژی توزیع نشده تأثیر خواهند داشت.

روش حل مسئله

انتخاب بهترین جواب بهینه‌سازی در مسائل چندهدفه و نحوه وزن‌دهی به توابع هدف و متناظر با آن سود هر بازیگر همواره یکی از معضلات و نقاط عطف در مطالعات بهینه‌سازی بوده است. روش‌های حل ریاضی، هوشمند و ترکیبی، نقاط قوت و ضعف خاص خود را دارند و هریک در طیف خاصی از مسائل بهینه‌سازی و توابع هدف استفاده می‌گردند. در این مقاله، با توجه به ماهیت غیرخطی و وابسته به‌هم بودن متغیرها و توابع هدف نیاز به یک روش غیرمحدب حل مسئله است. به‌منظور حل برنامه ریاضی چندهدفه، روش محدودیت اپسیلون براساس [۲۴] با توجه به توابع هدف مختلف و قیود موجود استفاده می‌شود. همچنین، تصمیم‌گیرنده فازی برای انتخاب بهترین راه‌حل از راه‌حل‌های بهینه پارتو استفاده می‌شود. روش پارتو براساس تبدیل مسئله چندهدفه به یک تابع و یک یا چند تابع وابسته (قید با دامنه مجاز اپسیلون) عمل می‌کنند و با تغییر در میزان حدود قیدها (توابع هدف) مقادیر مختلفی سود برای هر حالت ایجاد می‌کنند. تصمیم‌گیرنده فازی تابع عضویت فازی را برای تمامی راه‌حل‌های موجود پارتو تخصیص می‌دهد. در این مطالعه از رویکرد کمینه- بیشینه برای مصالحه‌ای بین حالت بهینه موجود استفاده می‌شود. مبنای این رویکرد، انتخاب راه‌حلی با بیشترین مقدار کمترین سود برای هر تابع هدف به‌عنوان بهترین راه‌حل است. به عبارت دیگر برای انتخاب بهینه جواب، ملاک بر این اصل استوار می‌گردد که هر دو یا چند تابع هدف باید سود پریونیت (توجه شود مقادیر سود حداکثر و حداقل به‌دست‌آمده در کل جواب‌های پارتو باید مدنظر قرار گیرد) بالا و به‌صورت هم‌زمان حاصل گردد. در این حالت عملاً ممکن است مقادیر سود از لحاظ اندازه واقعی (مثلاً با واحد دلار) تفاوت فاحش داشته باشند ولی با توجه به حدود حداقلی یا حداکثری هر تابع هدف، میزان پریونیت‌شده آنها تقریباً برابر است. توضیحات بیشتر در این خصوص در مرجع [۲۴] موجود است. آرایش شبکه هر فاصله زمانی با الگوریتم ژنتیک انتخاب می‌گردد و سپس به برنامه ریاضی چندهدفه صادر می‌شود. روش پیشنهادی الگوریتم ژنتیک برای سیستم نمونه با استفاده از سرعت باد، تعداد صاعقه، سطح تقاضا و زمان روز استفاده می‌شود. تغییر شرایط آب‌وهوایی در زمان تقاضای مختلف در زمان پیک و دیگر فواصل زمانی منجر به ایجاد آرایش‌های مختلف برای هر بازه زمانی می‌شود. هدف در روش الگوریتم ژنتیک کاهش هزینه انرژی توزیع‌نشده و تداوم انرژی است، زیرا این پارامترها هزینه واقعی عملیات شبکه را تحت تأثیر قرار می‌دهند. پس از بازآرایی برای هر فاصله زمانی، برنامه‌ریزی بهینه با توجه به قیمت انرژی اصلاح‌شده، به منابع و بارها اعمال می‌شود تا تأثیرات نامطلوب شرایط جوی نامساعد مدیریت شود و تعادلی بین قابلیت اطمینان و عملکرد اقتصادی برقرار گردد. شایان ذکر است که وقوع شرایط نامساعد جوی به معنی وقوع قطعی اتفاقی در شبکه نیست ولی از نظر احتمالاتی نرخ خروج خطوط به‌شدت وابسته به شرایط جوی می‌باشد از این رو شبکه با بدتر شدن شرایط جوی اقداماتی را انجام می‌دهد که توانایی مقابله با شرایط احتمالاتی بهبود یابد. این امر به نوبت خود باعث کاهش سود شبکه متناسب با شدت خطر ناشی از شرایط جوی می‌گردد ولی همان‌گونه که در بخش بعد نشان داده خواهد شد با مدیریت درست، سود شبکه در بلندمدت (حوادث ناشی از شرایط جوی در بلندمدت) بهبود می‌یابد.

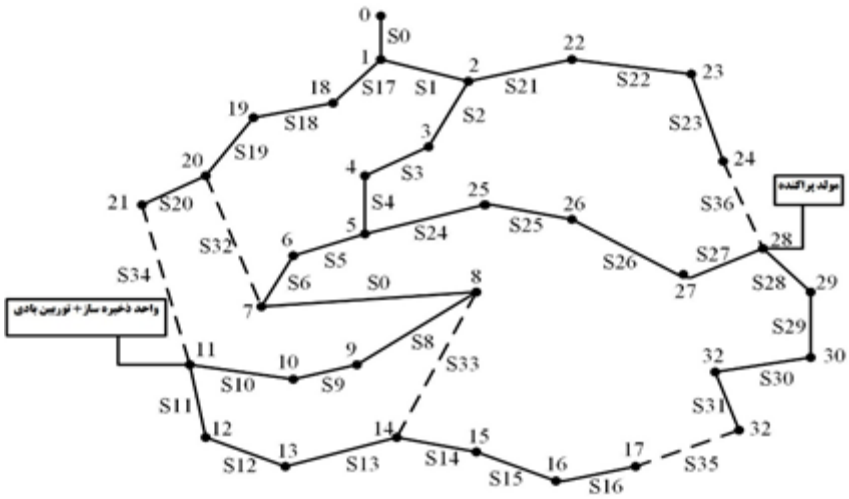
نتایج شبیه‌سازی

رویکرد پیشنهادی برای شبکه ۳۳ باس استاندارد نشان داده‌شده در شکل ۴ به‌کار گرفته شده است. در این شبکه پنج نقطه مانور درنظر گرفته شده است. داده‌های موردنیاز از مرجع [۲۵] با تغییراتی برای مطالعه مسئله

حاضر استفاده می‌شود. از جمله این تغییرات استقرار مولد پراکنده و توربین بادی با ظرفیت نامی ۱ مگاوات در باس‌های ۱۱ و ۲۸ است. واحد ذخیره‌ساز با ظرفیت ۰/۶ مگاوات در باس ۱۱ با سطح شارژ / دشارژ ۳۰۰ کیلووات درنظر گرفته شده است. حداقل و حداکثر انرژی ذخیره‌شده در این واحد ۱۰۰ کیلووات ساعت و ۶۰۰ کیلووات ساعت است. بازه زمانی برای برنامه‌ریزی بهره‌برداری یک ساعت درنظر گرفته می‌شود. در این مقاله، هزینه انرژی تأمین‌نشده به‌عنوان شاخصی از قابلیت اطمینان شبکه محسوب می‌شود. به‌منظور نشان دادن اثربخشی برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت پیشنهادی، موارد زیر که در آنها بازآرایی به‌منظور کاهش انرژی تأمین‌نشده در شبکه انجام شده است مطالعه می‌شود.

- **مورد ۱.** برنامه‌ریزی عملیاتی بدون درنظر گرفتن پاسخگویی بار و بازآرایی
- **مورد ۲.** برنامه‌ریزی عملیاتی با بازآرایی و بدون پاسخگویی بار
- **مورد ۳.** برنامه‌ریزی عملیاتی با توجه به پاسخگویی بار و بدون بازآرایی
- **مورد ۴.** برنامه‌ریزی عملیاتی با توجه به پاسخگویی بار و بازآرایی

در همه موارد فرض بر این است که داده‌های شرایط جوی یکسان و شرایط آب‌وهوایی طی یک دوره ۴ ساعته (۱۳-۱۷) نسبت به بقیه ساعات نامناسب‌تر (به دلیل احتمال صاعقه و سرعت بالاتر باد) خواهد بود. در تمام موارد، تأثیرات شرایط بدی آب‌وهوا در برنامه‌ریزی عملیاتی و هزینه‌های انرژی تأمین‌نشده برای هر فاصله زمانی محاسبه می‌شود. همچنین، تعداد قطعی‌ها و زمان تعمیر برای هر مورد برابر در نظر گرفته شده است. آرایش بهینه شبکه برای هر سرعت باد و تعداد صاعقه با توجه به سطح تقاضا و قیمت انرژی با استفاده از الگوریتم ژنتیک محاسبه می‌شود و پس از آن به منظور بهینه‌سازی برنامه‌ریزی عملیاتی مورد استفاده قرار می‌گیرد. به عبارت دیگر در بهینه‌سازی برنامه‌ریزی بهره‌برداری، برنامه‌ریزی منابع و بارهای انعطاف‌پذیر با استفاده از جدول جستجوی حاصل از مرحله اول بهینه‌سازی به‌دست می‌آید. در همه موارد، مجموعه جواب پارتو برای سیستم به‌دست می‌آید.

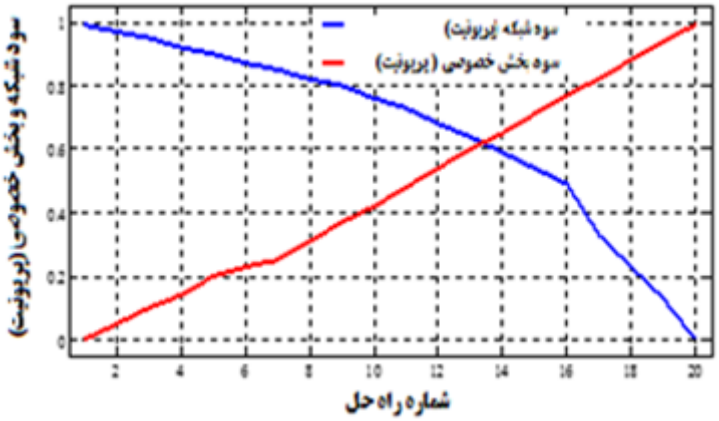


شکل ۴. سیستم آزمون ۳۳ باس موردمطالعه

شایان ذکر است که در این مقاله یکی از اهداف اصلی مقایسه روش بهره‌برداری مقاوم در برابر تغییرات شرایط جوی با روش‌های متداول می‌باشد. بهبود عملکرد تاب‌آوری پیشنهادی با استفاده از مدیریت بار، منابع قابل کنترل و بازآرایی حاصل می‌گردد و اثبات بهتر بودن روش پیشنهادی با مقایسه جواب‌های بهینه پارتو (سود شبکه توزیع، بخش خصوصی و مقدار انرژی تأمین نشده) در چهار مورد بررسی می‌شود. به عبارت دیگر روش پیشنهادی بر استفاده مناسب از منابع (باز برنامه‌ریزی منابع تولید پراکنده و ذخیره‌ساز)، مدیریت بار (انتقال از ساعات با هزینه بالا و یا ریسک بالا به ساعات دیگر) و انتخاب بهترین توپولوژی (کاهش هم‌زمان تلفات و مقدار انرژی تأمین نشده در هر بازه زمانی) استوار است و تأثیر هریک در سناریوهای اشاره‌شده مطالعه می‌گردد. سود حاصل برای شرکت توزیع و مولدهای پراکنده و نیز هزینه‌های انرژی تأمین‌نشده در انتهای بازه زمانی موردمطالعه برای همه موارد فوق در جدول ۱ نشان داده شده است. به‌منظور یافتن بهترین راه‌حل، تصمیم گیرنده فازی برای تخصیص راه‌حل‌های مطلوب پارتو در بازه [۰-۱] استفاده می‌شود. سپس روش کمینه- بیشینه به سودهای شرکت توزیع و مولدهای پراکنده، برحسب پریونیت اعمال می‌شود. طبق جدول ۱ بهترین راه‌حل برای سود شبکه برق، بخش خصوصی و هزینه انرژی تأمین‌نشده در مورد ۱ به‌ترتیب ۶۶۲۰/۲۰ دلار، ۴۸۴/۰۴ دلار و ۳۱۲۸/۸۹ دلار است. همان‌طور که در جدول ۱ نشان داده شده است، نزدیک‌ترین راه‌حل برای سود شبکه برق و بخش خصوصی، راه‌حل شماره ۱۳ است. تغییرات در مقادیر سود پریونیت‌شده در شکل ۵ ارائه گردیده است.

جدول ۱. مجموعه جواب‌های بهینه پارتو برای موارد بررسی‌شده

شماره مورد	شماره راه‌حل	شرکت توزیع (دلار)	بخش خصوصی (دلار)	هزینه انرژی تأمین‌نشده (دلار)
۱	۱	۶۷۶۲/۴	۳۱۷/۷	۳۱۵۴/۳
	۱۳	۶۶۲۰/۲	۴۸۴/۰	۳۱۲۸/۸
	۲۰	۶۳۰۶/۶	۵۸۱/۰	۳۱۱۹/۴
۲	۱	۷۲۰۳/۹	۲۷۷/۰	۲۸۹۴/۹
	۱۲	۷۰۱۳/۸	۴۶۵/۶	۲۸۷۸/۹
	۲۰	۶۶۹۳/۷	۵۷۵/۶	۲۸۶۱/۸
۳	۱	۷۵۲۳/۸	۲۶۸/۰	۲۵۳۰/۳
	۱۳	۷۳۵۱/۶	۴۵۱/۰	۲۴۹۴/۰
	۲۰	۷۱۶۰/۰	۵۵۷/۵	۲۴۸۹/۸
۴	۱	۷۷۳۹/۳	۲۶۹/۹	۱۹۸۵/۱
	۱۳	۷۶۱۲/۱	۳۷۶/۱	۱۹۷۰/۹
	۲۰	۷۳۸۳/۵	۴۴۶/۶	۱۹۶۹/۳



شکل ۵. روند تغییرات سود پریونیت توابع هدف در مورد ۴

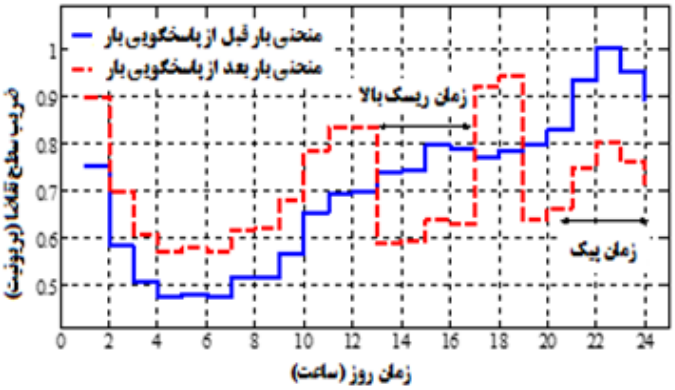
بیشترین سود شبکه برابر با ۶۷۶۲/۴ دلار است که در راه‌حل شماره ۱ به‌دست می‌آید. حداکثر سود بخش خصوصی در راه‌حل شماره ۲۰ به ۵۸۱/۰ دلار می‌رسد. سود شبکه، بخش خصوصی و هزینه انرژی توزیع‌نشده برای مورد ۲ به‌ترتیب ۷۰۱۳/۸ دلار، ۴۶۵/۶ دلار و ۲۸۷۸/۹ دلار است. نتایج نشان می‌دهد که بهترین مجموعه جواب شماره ۱۲ است. همچنین نتایج نشان می‌دهد که بازآرایی دینامیکی باعث کاهش هزینه انرژی تأمین‌نشده به میزان ۷/۹۹ درصد که در نتیجه سبب افزایش سود شبکه به میزان ۵/۹۵ درصد می‌شود. همچنین سود بخش خصوصی در این مورد ۳/۸۰ درصد کاهش می‌یابد. هزینه انرژی تأمین‌نشده سبب تغییر قیمت انرژی می‌شود، همان‌گونه که در رابطه (۶) نشان داده شده است سیگنال قیمتی که بخش خصوصی دریافت می‌کند تابعی از انرژی تأمین نشده است. بنابراین، با کاهش ارزش انرژی تأمین‌نشده قیمت انرژی تغییر می‌کند و سود بخش خصوصی کاهش می‌یابد. شایان ذکر است که هزینه انرژی تأمین‌نشده در تمام شرایط جوی مقداری مثبت است، بنابراین قیمت انرژی اصلاح‌شده همیشه بیشتر از قیمت پایه برای بخش خصوصی است. به عبارت دیگر بخش خصوصی همیشه بعد از تغییر قیمت سود بیشتری کسب می‌کند و بنابراین علاقه‌مند به همکاری با اپراتور شبکه برق خواهد بود. همان‌طور که در جدول ۱ نشان داده شده است عملیات پاسخگویی بار سبب افزایش سود شبکه می‌شود. این امر سود بخش خصوصی و هزینه انرژی تامین نشده را کاهش می‌دهد.

در مورد ۳ سود شبکه، سود بخش خصوصی و هزینه انرژی تأمین‌نشده به‌ترتیب ۷۳۵۱/۶۵ دلار، ۴۵۱/۰۷ دلار و ۲۴۹۴/۰۹ دلار است. در این مورد، سود شبکه ۱۱ درصد بیشتر از مورد ۱ است اما سود بخش خصوصی و هزینه انرژی تأمین‌نشده ۶/۸۱ درصد و ۲۰/۲۹ درصد کمتر از مقادیر آنها در مورد ۱ است که این امر ناشی از برنامه پاسخگویی بار است. همچنین روشن است که کاهش هزینه انرژی تأمین‌نشده تأثیر مثبتی بر سود شبکه و همچنین تأثیر منفی بر سود بخش خصوصی دارد. مقایسه نتایج به‌دست‌آمده در موارد ۲ و ۳ نشان می‌دهد که در شبکه موردمطالعه استفاده از برنامه پاسخگویی بار مؤثرتر از بازآرایی شبکه است.

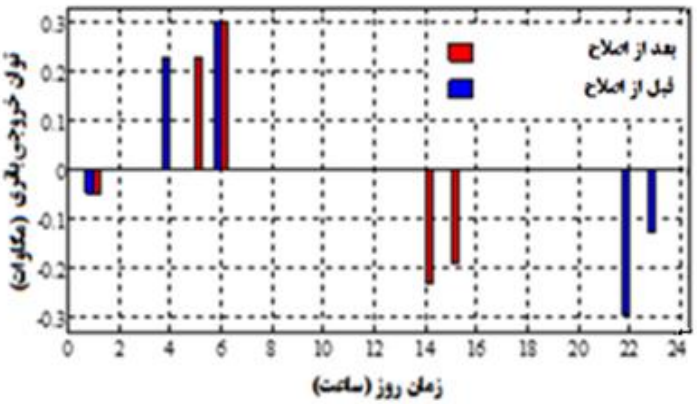
مورد ۴ نتایج روش پیشنهادی ارائه‌شده را نشان می‌دهد. همان‌طور که در جدول ۱ دیده می‌شود، راه‌حل شماره ۱۳ بهترین راه‌حل است که با درنظر گرفتن پاسخگویی بار و بازآرایی در شرایط مختلف آب‌وهوایی به‌دست می‌آید. در این مورد سود شبکه، سود بخش خصوصی و هزینه انرژی تأمین‌نشده به‌ترتیب ۷۶۱۲/۱۶ دلار، ۳۷۶/۱۴ دلار و ۱۹۷۰/۹۶ دلار است. سود نرمالیزه شبکه و بخش خصوصی که در روش پارتو مورد استفاده قرار می‌گیرند،

در شکل ۴ نشان داده شده است. افزایش سود شبکه برق و کاهش هزینه انرژی تأمین‌نشده به‌ترتیب ۱۴/۹۹ درصد و ۲۷/۰۰ درصد است. بخش خصوصی با کاهش سود ۲۲/۲۸ درصد نسبت به مورد ۱ روبه‌رو هستند.

در روش پیشنهادی، تأثیر پاسخگویی بار بر منحنی مصرف در شکل ۶ نشان داده شده است. همان‌طور که در این شکل نشان داده شده است روش پیشنهادی، تقاضا را از زمان پیک و زمان با احتمال قطعی زیاد (ساعت ۱ الی ۵ بعدازظهر) را به زمان‌های دیگری منتقل می‌کند، در این شرایط افزایش سود شبکه و کاهش هزینه انرژی تأمین‌نشده در شرایط بد جوی تضمین می‌شود. استفاده از برنامه پاسخگویی بار سبب افزایش زمان سرویس انرژی می‌شود ولی با این حال شرایط جوی نیز در کل بازه تأثیرگذار خواهد بود.



شکل ۶. تأثیر روش پیشنهادی بر منحنی بار (مورد ۴)



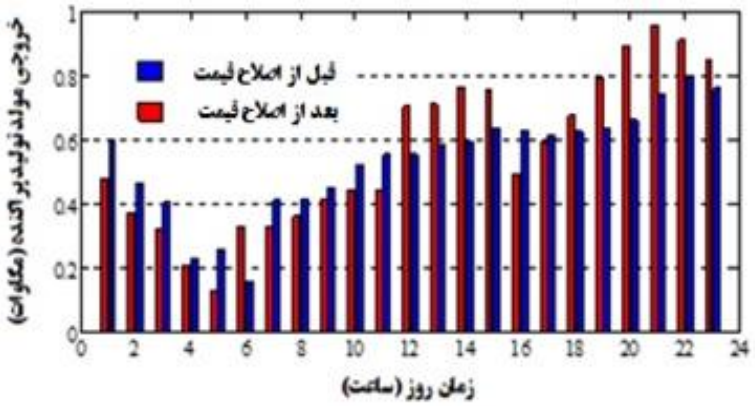
شکل ۷. تأثیر روش پیشنهادی بر شارژ و دشارژ باتری (مورد ۴)

در شکل ۷ توان خروجی باتری برای هر دو حالت برنامه‌ریزی مرسوم و برنامه‌ریزی پیشنهادشده نشان داده شده است. مقادیر مثبت / منفی به‌ترتیب به فرایندهای شارژ / دشارژ مربوط می‌شود. با توجه به این شکل، در حالت برنامه‌ریزی مرسوم با توجه به قیمت‌های پایین‌تر در ساعات اولیه صبح، ذخیره‌ساز تا آنجا که ممکن است

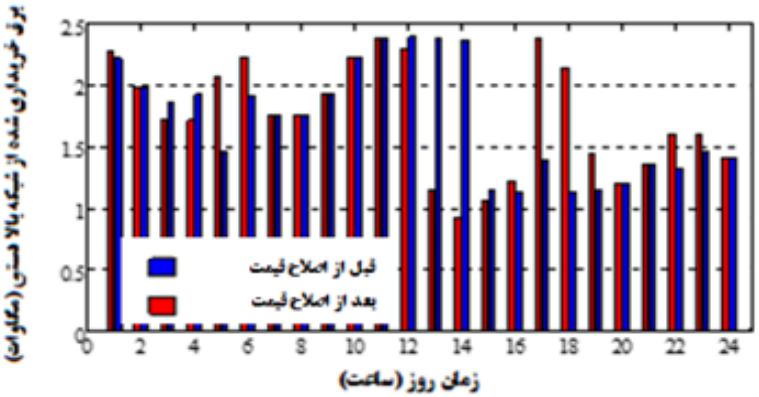
در حالت شارژ قرار دارد و در زمان پیک بار به شبکه توزیع توان تزریق می‌کند. در روش پیشنهادی، قیمت انرژی توسط هزینه انرژی تأمین‌نشده تحت تأثیر قرار می‌گیرد. نرخ خرابی و مقدار انرژی تأمین‌نشده، به سرعت باد و تعداد صاعقه بستگی دارد. بنابراین در شرایط نامساعد جوی قیمت انرژی پیشنهادی به بخش خصوصی افزایش خواهد یافت. در این بازه‌های زمانی واحد ذخیره‌ساز در حالت دشارژ قرار می‌گیرد. سود بخش خصوصی در مقایسه با شبکه مرسوم در این شرایط به دلیل افزایش قیمت انرژی بیشتر می‌شود. از سوی دیگر، تغییرات در فرایند انتقال بار ساعات پرریسک به ساعات با شرایط جوی بهتر، سود اپراتور شبکه را افزایش می‌دهد زیرا نیاز به انرژی در شرایط بحرانی کاهش می‌یابد. در این شرایط قیمت انرژی به دلیل شرایط پرریسک موجود متغیر خواهد بود.

در شکل ۸ خروجی مولد تولید پراکنده نشان داده شده است. در برنامه‌ریزی مرسوم، شبکه توزیع، انرژی الکتریکی را در ساعات غیر پیک از شبکه بالادستی تأمین می‌کند. با این حال، در روش پیشنهادی برنامه‌ریزی بهره‌برداری در طول ساعت‌هایی که دارای ریسک زیاد هستند، اپراتور شبکه توزیع قیمت‌ها را برای تعامل با مولدهای پراکنده افزایش می‌دهد تا توان دریافتی از شبکه بالادست را کاهش دهد و در صورت بروز مشکل برای شبکه بالاسری یا خطوط متصل به آن شبکه با توان تولیدی بالا و نیز کاهش بار ناشی از انتقال بار بهتر می‌تواند به حالت بهره‌برداری جزیره‌ای تبدیل وضعیت بدهد. با درنظر گرفتن اینکه قیمت‌های اصلاح‌شده در مقایسه با قیمت‌های برنامه‌ریزی بهره‌برداری مرسوم بالاتر است، مولدهای تولید پراکنده تمایل به فروش برق خواهند داشت. این امر در شکل ۷ نشان داده شده است که در زمان‌های پیک و زمان‌های دارای ریسک قطع سرویس انرژی، توان‌های تولیدی مولدهای تولید پراکنده در مقایسه با روش سنتی تغییر می‌کند.

شکل ۹ نشان می‌دهد که در برنامه‌ریزی پیشنهادی، انرژی خریداری‌شده در شرایط نامساعد از شبکه بالادستی کاهش می‌یابد و شبکه توزیع تمایل به استفاده از منابع محلی دارد. این رویه سبب کاهش تأثیرات قطعی‌ها بر انرژی تأمین‌نشده دارد زیرا بازآرایی دینامیکی نیز در این شرایط امکان استفاده از منابع محلی را فراهم می‌سازد.

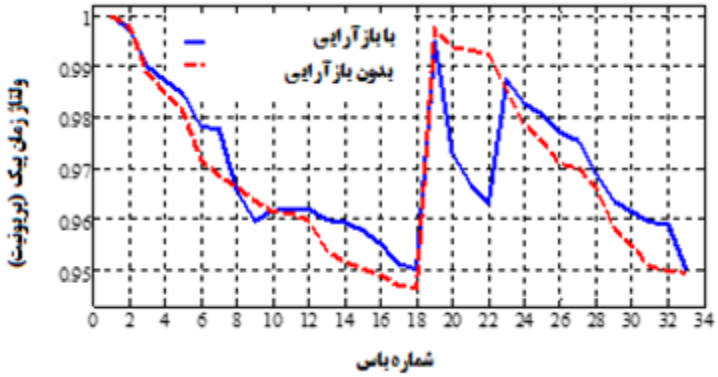


شکل ۸. تأثیر روش پیشنهادی بر تولید منابع تولید پراکنده (مورد ۴)



شکل ۹. تأثیر روش پیشنهادی بر توان خریداری‌شده از شبکه بالاسری (مورد ۴)

شایان ذکر است که بازآرایی دینامیکی شبکه نیز طی فرایند یادشده در جریان است. کلیدزنی خطوط با توجه به شرایط آب‌وهوا، ضروریات پخش توان و ریسک احتمالاتی خروج خطوط انجام می‌شود. آرایش‌های امکان‌پذیر در برنامه‌ریزی بهره‌برداری و تغییرات ساعتی این آرایش برحسب شرایط در جداول ۲ و ۳ نشان داده شده است. این امر بدین معنی است که برای هر بازه زمانی یک آرایش معین برای حداقل ساختن هزینه انرژی تأمین‌نشده و از دست دادن توان وجود دارد که نتیجه آن حداقل تغییرات قیمت انرژی برای شبکه است. از سوی دیگر واضح است که به هر حال این حداقل تغییرات سبب افزایش قیمت نسبت به ساعات عادی خواهد شد. مولدهای تولید پراکنده و ذخیره‌سازها در این شرایط سود خواهند کرد. باید توجه کرد که بازآرایی فقط سود اقتصادی نداشته بلکه مشخصات فنی شبکه از جمله نمایه ولتاژ را در ساعات پیک بهبود می‌بخشد. این امر در شکل ۱۰ نشان داده شده است.



شکل ۱۰. تاثیر روش پیشنهادی بر منحنی ولتاژ (مورد ۴)

جدول ۲. توپولوژی‌های مورداستفاده در بازآرایی

شماره توپولوژی	شماره کلیدهای بازشده
۱	۳۳-۳۰-۲۶-۸-۶
۲	۳۳-۳۱-۲۴-۸-۶
۳	۳۴-۳۳-۳۱-۲۶-۶
۴	۳۳-۳۱-۲۶-۲۰-۶

جدول ۳. تغییرات توپولوژی شبکه در روش پیشنهادی برای ۲۴ ساعت

توپولوژی انتخاب‌شده	زمان روز (ساعت)	توپولوژی انتخاب‌شده	زمان روز (ساعت)	توپولوژی انتخاب‌شده	زمان روز (ساعت)
۲	۱۷	۱	۹	۲	۱
۴	۱۸	۴	۱۰	۲	۲
۱	۱۹	۴	۱۱	۳	۳
۱	۲۰	۱	۱۲	۳	۴
۱	۲۱	۱	۱۳	۳	۵
۴	۲۲	۱	۱۴	۳	۶
۱	۲۳	۲	۱۵	۳	۷
۴	۲۴	۲	۱۶	۱	۸

نتیجه‌گیری

در این مقاله روش جدیدی برای برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت بهره‌برداری با توجه به تغییرات شرایط جوی و ریسک خروج خطوط برای یک شبکه توزیع نمونه ارائه گردید. شبکه موردمطالعه دارای مولدهای تولید پراکنده، ذخیره‌سازها، کلیدهای مانور و توانایی مدیریت بار بود. روش پیشنهادی به‌گونه‌ای درنظر گرفته شده است که برنامه‌ریزی بهره‌برداری در شرایط نامساعد با در نظر گرفتن احتمال خروج خطوط و هزینه‌های جانبی آن قابلیت تغییر در برنامه‌ریزی و بازآرایی از حالت صرفاً اقتصادی به حالت تاب‌آورتری را داشته باشد و شبکه با احتمال قطعی‌های کمتر و آمادگی بهتر در شرایط نامساعد جوی با تاب‌آوری مناسبی به فعالیت خود ادامه دهد. در روش پیشنهادی نشان داده شده است که شبکه‌های نوین می‌توانند برنامه‌ریزی بهره‌برداری خود را به‌صورت پویا با لحاظ خطر قطعی برنامه‌ریزی‌نشده و درنظر گرفتن هزینه‌های پیدا و پنهان تغییر دهند. شرایط نامساعد با درنظر گرفتن سرعت باد و تعداد صاعقه لحاظ شده است. چهار سناریو با رویکردهای مختلف بررسی شد تا رفتار شبکه و تاب‌آوری و انعطاف‌پذیری در بازه‌های زمانی با احتمال وقوع قطعی بررسی شود. نتایج نشان داد که بهره‌بردار شبکه می‌تواند از بازآرایی و برنامه‌ریزی مجدد تولید استفاده کند تا میزان خاموشی‌ها و هزینه‌های بهره‌برداری را کاهش دهد. توابع هدف برای شبکه برق و بخش خصوصی به‌طور هم‌زمان در چارچوب بهینه‌سازی چندهدفه تعریف و بررسی شد. گرچه خطر قطعی برای هر چهار سناریو درنظر گرفته‌شده در بازه‌های زمانی، یکسان فرض شد ولی نشان داده شد که تفاوت‌های محسوسی بین برنامه‌ریزی مرسوم بهره‌برداری و برنامه‌ریزی پیشنهادی در شرایط نامطلوب وجود دارد. روش محدویت اپسیلون مرتبط با الگوریتم ژنتیک برای حل مسئله بهینه‌سازی چندهدفه مورد استفاده قرار گرفت تا از تمامی پتانسیل شبکه استفاده گردد و بخش خصوصی نیز با کمک به شبکه در شرایط با احتمال وقوع حادثه بتواند سود بیشتری کسب کند. مطالعات عددی نشان داد که چگونه می‌توان با استفاده از بازآرایی و

افزایش قیمت پیشنهادی به بخش خصوصی متناسب با حجم ریسک، استفاده از مولدهای پراکنده و برنامه پاسخگویی بار، تداوم کار شبکه را به‌صورت بهینه تحت شرایط نامطلوب تضمین کرد. همچنین نشان داده شد که مشخصه بار و منحنی ولتاژ نیز در این شرایط بهبود می‌یابد.

References

[1] Shahbazi, A., Aghaei, J., Pirouzi, S., Niknam, T., Shafie-Khah, M., & Catalão, J. P. S. (2021). Effects of resilience-oriented design on distribution networks operation planning. *Electric Power Systems Research*, *191*(1), 106902. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106902

[2] Paktinat, M., Amirahmadi, M., Tolou-Askari, M., & Mousavizadeh, F. (2022). Optimal resilient operation of hub energy system considering uncertain parameters. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, *30*, 100618. https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100618

[3] Kia, A., Farzinfar, M., Amirahmadi, M., & Samieimoghaddam, M. (2022). A Resilience-Oriented Methodology for Transformation of the Distribution Networks into MicroGrid. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, *2022*, 1-15. https://doi.org/10.1155/2022/6459044

[4] Lei, S., Chen, C., Song, Y., & Hou, Y. (2020). Radiality constraints for distribution system reconfiguration: Formulation and application to post-disturbance microgrid formation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *11*(5), 3944-3956. https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2985087

[5] Cai, S., Xie, Y., Wu, Q., & Xiang, Z. (2020). Robust MPC-based microgrid scheduling for resilience enhancement of distribution system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *121*(2), 106068. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106068

[6] Jia, Y., Xu, Z., Lai, L. L., & Wong, K. P. (2016). Risk-Based Power System Security Analysis Considering Cascading Outages. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, *12*(2), 872-882. https://doi.org/10.1109/TII.2015.2499718

[7] Asrari, A., Lotfifard, S., & Payam, M. S. (2016). Pareto Dominance-Based Multiobjective Optimization Method for Distribution Network Reconfiguration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *7*(3), 1401-1410. https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2468683

[8] Che, L., Zhang, X., Shahidehpour, M., Alabdulwahab, A., & Al-Turki, Y. (2017). Optimal Planning of Loop-Based Microgrid Topology. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *8*(4), 1771-1781. https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2508058

[9] Arif, A., Wang, Z., Wang, J., & Chen, C. (2018). Power Distribution System Outage Management With Co-Optimization of Repairs, Reconfiguration, and DG Dispatch. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *9*(5), 4109-4118. https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2650917

[10] Sabouhi, H., Doroudi, A., Fotuhi-Firuzabad, M., & Bashiri, M. (2021). Electricity distribution grids resilience enhancement by network reconfiguration. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, *31*(11), e13047. https://doi.org/10.1002/2050-7038.13047

[11] Lee, C., Liu, C., Mehrotra, S., & Bie, Z. (2015). Robust Distribution Network Reconfiguration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *6*(2), 836-842. https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2375160

[12] Kavousi-Fard, A., Niknam, T., & Fotuhi-Firuzabad, M. (2015). Stochastic Reconfiguration and Optimal Coordination of V2G Plug-in Electric Vehicles Considering Correlated Wind Power Generation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, *6*(3), 822-830. https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2409814

[13] Dorostkar-Ghamsari, M. R., Fotuhi-Firuzabad, M., Lehtonen, M., & Safdarian, A. (2016). Value of Distribution Network Reconfiguration in Presence of Renewable

Energy Resources. *IEEE Transactions on Power Systems*, *31*(3), 1879-1888. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2457954

[14] Najafi, J., Anvari-Moghaddam, A., Mehrzadi, M., & Su, C. L. (2021). An Efficient Framework for Improving Microgrid Resilience Against Islanding With Battery Swapping Stations. *IEEE Access*, *9*, 40008-40018. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3064218

[15] Shen, X., Shahidehpour, M., Zhu, S., Han, Y., & Zheng, J. (2018). Multi-Stage Planning of Active Distribution Networks Considering the Co-Optimization of Operation Strategies. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *9*(2), 1425-1433. https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2591586

[16] Mehri Arsoon, M., & Moghaddas-Tafreshi, S. M. (2020). Peer-to-peer energy bartering for the resilience response enhancement of networked microgrids. *Applied Energy*, *261*, 114413. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114413

[17] Nourollahi, R., Salyani, P., Zare, K., & Mohammadi-Ivatloo, B. (2021). Resiliency-oriented optimal scheduling of microgrids in the presence of demand response programs using a hybrid stochastic-robust optimization approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *128*(1), 106723. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106723

[18] Yodo, N., & Arfin, T. (2021). A resilience assessment of an interdependent multi-energy system with microgrids. *Sustainable and Resilient Infrastructure*, *6*(1-2), 42-55. https://doi.org/10.1080/23789689.2019.1710074

[19] Arjomandi-Nezhad, A., Fotuhi-Firuzabad, M., Moeini-Aghtaie, M., Safdarian, A., Dehghanian, P., & Wang, F. (2021). Modeling and Optimizing Recovery Strategies for Power Distribution System Resilience. *IEEE Systems Journal*, *15*(4), 4725-4734. https://doi.org/10.1109/JSYST.2 020.3020058

[20] Fesagandis, H. S., Jalali, M., Zare, K., Abapour, M., & Karimipour, H. (2021). Resilient Scheduling of Networked Microgrids Against Real-Time Failures. *IEEE Access*, *9*, 21443-21456. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3052653

[21] Salyani, P., Najafi Ravadanegh, S., & Mahdavi Tabatabaei, N. (2019). Optimal Scheduling of Networked-Microgrids to Resiliency Enhancement Under Uncertainty. In N. Mahdavi Tabatabaei, S. Najafi Ravadanegh, & N. Bizon (Eds.), *Power Systems Resilience: Modeling, Analysis and Practice*. Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-94442-5_6

[22] Ma, S., Li, S., Wang, Z., & Qiu, F. (2019). Resilience-Oriented Design of Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, *34*(4), 2880-2891. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2894103

[23] Li, W., Xiong, X., & Zhou, J. (2009). Incorporating fuzzy weather-related outages in transmission system reliability assessment. *Institution of Engineering and Technology generation, transmission & distribution*, *3*(1), 26-37. https://doi.org/10.1049/iet-gtd:20080187

[24] Caswell, H. C., Forte, V. J., Fraser, J. C., Pahwa, A., Short, T., Thatcher, M., & Werner, V. G. (2011). Weather Normalization of Reliability Indices. *IEEE Transactions on Power Delivery*, *26*(2), 1273-1279. https://doi.org/10.1109/TPWRD.2010.2078839

[25] Mohseni-Bonab, S. M., Rabiee, A., & Mohammadi-Ivatloo, B. (2016). Voltage stability constrained multi-objective optimal reactive power dispatch under load and wind power uncertainties: A stochastic approach. *Renewable Energy*, *85*, 598-609. https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.021