



Technovations of Electrical Engineering in Green Energy System

Research Article

(2024) 3(1):77-97

Energy Management and Operational Planning of Networked Microgrids in a Stochastic Environment

Gilda Hosseini¹, M.Sc, Babak Mozafari¹, Associate professor, Soodabeh Soleymani¹, Full professor¹ Department of Electrical Engineering, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

Abstract:

This article introduces a two-stage linear model designed for the coordination of networked microgrids, aimed at optimizing energy management and enhancing profitability through proactive and corrective strategies. Initially, the first stage involves day-ahead hourly planning for microgrids, executed in a deterministic environment without accounting for uncertainties. Subsequently, the second stage addresses these uncertainties in real-time network operation through a stochastic programming approach. The model's objective function quantifies and incorporates the variations resulting from both the proactive and corrective phases. To handle uncertainties in wind and solar energy production as well as load demand, probability distribution functions derived from Monte Carlo simulations are utilized. From these, representative scenarios are chosen using a scenario reduction technique. Specifically, the K-means algorithm is employed for scenario clustering, with the Davies-Bouldin (DB) index facilitating automatic clustering. Additionally, load management is conducted via a demand response program. The proposed model stipulates that, within microgrids, only non-critical load levels can be modulated based on the network's economic benefit. This optimization model, formulated as mixed integer programming, is simulated and resolved in the GAMS software environment. The primary goal of this two-stage model is to achieve optimal energy management by balancing economic efficiency with robust network performance. The results obtained validate the model's effectiveness.

Keywords: Microgrid, Energy management, Demand response program.

Received: 14 November 2023

Revised: 25 December 2023

Accepted: 16 January 2024

Corresponding Author: Dr. Babak Mozafari, mozafari@srbiau.ac.ir

DOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2024.2001380.1111>





مقاله پژوهشی

فناوری‌های نوین مهندسی برق در سیستم انرژی سبز

مدیریت انرژی و برنامه‌ریزی عملیاتی میکروگریدهای شبکه‌شده در یک محیط تصادفی

گیلدا حسینی^۱، دانش‌آموخته کارشناسی‌ارشد، بابک مظفری^۱، دانشیار، سودابه سلیمانی^۱، استاد

۱- دانشکده مهندسی برق، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

چکیده: در این مقاله جهت مدیریت بهینه انرژی و افزایش سود حاصله، یک مدل خطی دو مرحله‌ای برای هماهنگی میکروگریدهای شبکه شده به صورت پیش‌اقدامانه و اصلاحی ارائه شده است. در مرحله اول، یک برنامه‌ریزی یک روز جلوتر، بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت و در یک محیط قطعی برای میکروگریدها صورت می‌گیرد. در مرحله دوم با بهره‌گیری از یک مدل تصادفی، عدم قطعیت هر میکروگرید در بهره‌برداری شبکه در زمان واقعی در نظر گرفته می‌شود. در مدلسازی تابع هدف مسئله، اختلاف ناشی از مرحله‌های پیش‌اقدامانه و اصلاحی محاسبه و لحاظ می‌گردد. سناریوهای عدم قطعیت در تولید انرژی باد، خورشید و تقاضا با استفاده از توابع توزیع احتمال از شبیه‌سازی مونت کارلو بدست می‌آیند که سناریوهای نماینده با یک روش کاهش سناریو انتخاب می‌شوند. در این مقاله از الگوریتم K-means برای کاهش سناریوها و از شاخص DB برای خوشه‌بندی اتوماتیک استفاده شده است. همچنین مدیریت و کنترل بار با استفاده از برنامه پاسخگویی بار می‌باشد. راهکار پاسخ به تقاضای پیشنهاد شده برای میکروگریدها با سه سطح از بار مفروض می‌باشد که فقط سطح غیر بحرانی بار میکروگریدها براساس سود اقتصادی شبکه قابلیت کنترل پذیری دارد. مدل ارائه شده بهینه‌سازی، برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط می‌باشد که در محیط نرم‌افزار گمز شبیه‌سازی و حل شده است. هدف اصلی مدل دو مرحله‌ای پیشنهاد شده مدیریت بهینه انرژی مبتنی بر اثر بخشی اقتصادی و با عملکرد مناسب شبکه می‌باشد که نتایج حاصله کارایی مدل را نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: میکروگرید، مدیریت انرژی، برنامه پاسخگویی بار.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۲/۰۸/۲۳

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۱۰/۰۴

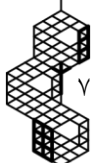
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۱۰/۲۶

نویسنده‌ی مسئول: دکتر بابک مظفری، mozafari@srbiau.ac.irDOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2024.2001380.1111>

امروزه برنامه‌ریزی تولید و بهره‌برداری از موضوعات مورد توجه محققین سیستم‌های قدرت و بهره‌برداران میکروگریدها^۱ (MGS) می‌باشد. در سال‌های اخیر ظهور تکنولوژی‌های جدید در مقیاس کوچک و همچنین مزایای اقتصادی فراوان آنها در محیط‌های جدید رقابتی، علاقه دوباره‌ای را نزد سرمایه‌گذاران و بهره‌برداران شبکه توزیع جهت استفاده از منابع تولید پراکنده بوجود آورده است [۱]. در این شرایط نیاز به روش‌ها و مدل‌های جدیدی که موجب تسهیل در تصمیم‌های منجر به کاهش هزینه سرمایه‌گذاری، تلفات توان، کیفیت توان و غیره شبکه گردد، بیش از پیش احساس می‌شود. با توجه به این اهمیت، مساله برنامه‌ریزی منابع تولید پراکنده در میکروگریدها در دهه اخیر توجه بسیاری از محققین شبکه‌های توزیع را به خود جلب نموده به گونه‌ای که تاکنون روش‌ها و مدل‌های مختلفی جهت حل این مساله ارائه گردیده است. سیستم مدیریت انرژی میکروگرید مسئول تعیین توان بهینه‌ی واحدهای تولید پراکنده، حالت عملکرد واحدهای ذخیره‌ساز، تامین اقتصادی بارهای مصرفی، مدیریت عملکرد حالت گذرای بین حالت‌های متصل و جزیره‌ای می‌باشد [۲، ۳]. به طور کلی هدف سیستم مدیریت انرژی هماهنگی و بهره‌برداری از اجزای مختلف میکروگرید برای برقرسانی با قابلیت اطمینان و کیفیت بالا و کم‌ترین آلودگی زیست‌محیطی به اقتصادی‌ترین روش ممکن است. در میکروگریدها، سیستم مدیریت انرژی، باید سطح بار پیش‌بینی شده و مسائل اقتصادی و قیود فنی را در نظر بگیرد و با توجه به این موارد نقاط تنظیم بهره‌برداری بهینه و ارتباط با شبکه اصلی را مشخص کند [۴].

برنامه‌ریزی تولید واحدهای نیروگاهی یکی از مهم‌ترین مسائلی است که در بهره‌برداری سیستم‌های قدرت باید به آن توجه کرد. در سیستم‌های الکتریکی سنتی، برنامه‌ریزی تولید واحدها توسط دیسپاچینگ به گونه‌ای صورت می‌گیرد که در هر لحظه هزینه‌های بهره‌برداری از سیستم حداقل گردد، ضمن آنکه قیود بهره‌برداری از سیستم و یا قیود امنیت نیز ارضا گردند. با تجدید ساختار در صنعت برق و پدید آمدن رقابت در سمت عرضه و تقاضا در این سیستم‌ها، ماهیت برنامه‌ریزی واحدهای تولید انرژی نیز مطابق با تغییرات ساختاری-مدیریتی این واحدها، تغییر نموده است [۵]. در ساختار سنتی سیستم قدرت، در مدار قرار گرفتن نیروگاه‌ها یک مسئله بهینه‌سازی برای واحدهای تولیدی می‌باشد که در آن هدف کمینه‌کردن هزینه تولید و برآورده کردن قید تامین بار می‌باشد. لذا به این نوع برنامه‌ریزی تولید، در مدار قرار دادن نیروگاه‌ها بر اساس هزینه^۲ (CBUC) گفته می‌شود. حال اگر مسئله تامین امنیت نیز در برنامه در مدار قرار دادن نیروگاه‌ها یک شرط لازم باشد، یک برنامه‌ریزی تولید جدید به نام در مدار قراردادن نیروگاه‌ها با در نظر گرفتن قید امنیت^۳ (SCUC) تعریف می‌شود. در مشارکت واحدها با در نظر گرفتن قید امنیت، باید سه شرط اصلی تامین بار، تامین حداکثر امنیت و کمینه کردن هزینه برآورده شود [۶، ۷]. در هر دو حالت بهره‌برداری سیستم قدرت، به صورت تحت مقررات یا در یک بازار تجدید ساختار یافته، امنیت مهمترین عامل در بهره‌برداری از سیستم قدرت می‌باشد. ابزار بهره‌بردار مستقل سیستم^۴ (ISO)، جهت دستیابی به بهره‌برداری مناسب از واحدها در راستای بهره‌برداری امن با حداقل هزینه، برنامه‌ریزی امنیت مقید مشارکت واحدها می‌باشد [۸]. یکی از نکات مهمی که در برنامه‌ریزی‌ها باید مد نظر قرار گیرد، تعیین سمت و سو و جهت برنامه‌ریزی است. باید دقیقاً مشخص شود که برنامه‌ریزی بر کدام حوزه‌ی شبکه‌ی برق تاثیر می‌گذارد و دقیقاً هدف از برنامه‌ریزی چیست. برنامه‌ریزی مشارکت واحدها مشخص می‌کند در هر زمان، کدام نیروگاه باید روشن و کدام نیروگاه باید خاموش باشد. از عمده معایب نیروگاه‌های تجدیدپذیر، تولید برق با خروجی متغیر است. بنابراین بهره‌برداری از سیستم قدرت در حضور منابع تجدیدپذیر و واحدهای تولید پراکنده، با مبانی احتمالات گره خورده است [۹]. در ابتدا باید مدلی معتبر برای برق تولیدی توسط نیروگاه‌های تجدیدپذیر در نظر گرفته شود که تغییرات آن را در برگیرد. بهره‌برداری از سیستم قدرت در زمانی که تنها واحدهای فسیلی در مدار بودند، با مدل‌های استاتیک (ثابت با زمان) با قابلیت اطمینان بالا انجام می‌شد اما، با ورود نیروگاه‌های تجدیدپذیر دیگر مدل‌های استاتیک جوابگو نیست و باید از مدل‌های دینامیک (متغیر با زمان) استفاده شود [۱۰].

امروزه، شبکه‌های هوشمند میکروگرید به خاطر نفوذ منابع انرژی تجدیدپذیر، نوسان بار، و یکپارچه‌سازی منابع با چالش‌های گوناگونی مواجه می‌شوند. فرکانس میکروگرید، ولتاژ میکروگرید و حفاظت میکروگرید، بحرانی‌ترین چالش‌هایی هستند که در پیاده سازی میکروگریدها با آن مواجه می‌شویم. لازم است به بررسی عدم قطعیت‌های موجود (شامل منابع انرژی بادی و خورشیدی و تغییرات بار) در محیط تصمیم‌گیری پرداخته و یک مدل بهره‌برداری هوشمند و انعطاف‌پذیر از منابع تجدیدپذیر و بارها ارایه شود. به منظور جلوگیری از عدم قطعیت منابع تولیدی تجدیدپذیر، باتری‌های ذخیره‌ساز انرژی به کار گرفته خواهد شد [۱۱]. سیستم ذخیره انرژی^۵ (ESS)





می‌تواند با کاهش ضریب خطا در توان برنامه‌ریزی شده توسط بهره‌بردار شبکه، به عنوان یک منبع پشتیبان موثر عمل کند [۱۲]. ذخیره‌سازهای انرژی به عنوان ابزاری مهم در سیستم‌های قدرت به ارتقاء عملکرد شبکه و کاهش هزینه‌های بهره‌برداری کمک می‌کنند. به عبارت دیگر، با ذخیره انرژی در ساعاتی که قیمت برق مناسب است و ارائه توان با هزینه کم در زمان گرانی برق و پیک تقاضای بار، این سیستم می‌تواند باعث کاهش هزینه‌های شبکه گردد [۱۳].

از زمانی که مفهوم میکروگرید وارد شبکه‌های توزیع شد، ساختارها و مدل‌های گوناگونی برای میکروگرید مطرح شده است. تحقیقات در زمینه ارائه مدل‌های مدیریت و برنامه‌ریزی، به همراه بهبود در فهم میکروگرید، منجر به افزایش رو به رشد این فناوری و بررسی منابع انرژی پراکنده برای بهبود عملکرد میکروگرید شده‌اند. در مرجع [۱۴]، بحث درباره بهره‌گیری از ساختارهای ارتباطی بین منابع انرژی متنوع در میکروگرید به منظور کاهش مصرف سوخت، فراهم کردن نیازهای انرژی ارائه شده است. با این حال، مدل مورد بررسی در این مقاله از ESSs محروم است. در منبع [۱۵]، تحقیقاتی در زمینه بهبود کارایی میکروگرید بدون در نظر گرفتن تبادل توان با شبکه اصلی انجام شده است. این تلاش‌ها به منظور بهینه‌سازی بهره‌برداری از میکروگرید به منظور مدیریت تقاضای بار و رعایت محدودیت‌های منابع تولیدی صورت گرفته است. در این پژوهش، هزینه‌های آلودگی محیطی منابع میکروگرید به تابع هزینه بهره‌برداری افزوده شده است. در مرجع [۱۶]، با هدف بهینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری یک رویکرد بهینه‌سازی چندمنظوره برای مدیریت میکروگرید ارائه شده است. مدل مورد بررسی برشامل منابعی همچون ژنراتورهای توزیع شده قابل کنترل^۶ (CDGs)، توربین‌های بادی^۷ (WT)، سلول‌های فتوولتائیک^۸ (PVCs) و ESSs است. اهمیت این مقاله در بررسی امکان تبادل توان با شبکه اصلی است، همچنین محدودیت‌ها و جزئیات مدل مسئله نیز بهبود یافته است.

با توجه به تلاش در جهت کاهش حداقل هزینه سرمایه‌گذاری، نویسندگان در مرجع [۱۷] مدلی ارائه داده‌اند که به بهینه‌سازی ESS در شبکه‌های توزیع شامل WT و PVC پرداخته شده است. با این حال، این مدل نیز با کاستی‌هایی در زمینه مدلسازی ESS مواجه است و محاسبه بهینه عمق دشارژ ذخیره ساز را پوشش نمی‌دهد. در مرجع [۱۸]، نویسندگان سعی می‌کنند با استفاده از برنامه‌ریزی بهینه در مدار قرار گرفتن واحدها، هزینه‌های بهره‌برداری شبکه را به حداقل برسانند. از طرفی مرجع [۱۹] از برنامه پاسخگویی بار^۹ (DRP) به عنوان یک استراتژی برای جابه‌جایی بار از ساعات پرباری به ساعات کم‌باری در مسئله مدیریت انرژی میکروگرید استفاده کرده است. با این حال، در بررسی موضوع مدیریت انرژی MGها و استفاده از استراتژی‌های مختلف جهت نایل آمدن به هدف مسئله، ارتباط میان MGها بسیار حائز اهمیت است، چرا که در حال حاضر MGها به راحتی با هم می‌توانند تبادل توان داشته باشند و مفهوم میکروگریدهای شبکه‌شده^{۱۰} (NMGs) را پدید آورند [۲۰]. در مقالات بررسی شده، از تمامی ظرفیت شبکه شامل ارتباط بین میکروگریدها، تنظیم بارهای کنترل‌پذیر، مدیریت انرژی ژنراتورهای توزیع شده تجدیدپذیر^{۱۱} (RDGs) و CDGs به صورت همزمان استفاده نشده است. این مسئله از این جهت حائز اهمیت است که بدون صرف هزینه سرمایه‌گذاری اضافه‌ای، از ظرفیت‌های موجود شبکه به صورت بهینه استفاده می‌شود.

در این مقاله سعی بر این است مدیریت انرژی شبکه مورد مطالعه را که شامل هماهنگی میکروگریدها و اپراتور شبکه توزیع می‌باشد را انجام داده، تا مدیریت انرژی به صورت بهینه انجام شود و هزینه‌های شبکه به حداقل برسند. بنابراین یک چارچوب دو مرحله‌ای شامل مدلسازی در محیط‌های قطعی (مرحله اول) و تصادفی (مرحله دوم) برای مدیریت انرژی NMGs به روش پیش‌اقدامانه و اصلاحی ارائه شده است. مدل ارائه شده در مرحله اول یک برنامه‌ریزی ساعتی یک روز جلوتر بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت می‌باشد، در حالیکه در مرحله دوم شبیه‌سازی در زمان واقعی و براساس یک مدل تصادفی می‌باشد. در فرآیند مدل‌سازی سناریوهای عدم قطعیت، سناریوهای مختلفی در تولید انرژی از منابع باد و خورشید، و همچنین تقاضای بار با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو^{۱۲} و توابع توزیع احتمال مرتبط، مدل‌سازی می‌شوند. سپس، با استفاده از روش کاهش سناریو K-means، سناریوهای نماینده برای مدل‌سازی انتخاب می‌شوند. به این ترتیب، ابتدا یک برنامه شبیه‌سازی با استفاده از متد مونت کارلو به اجرا درآمده است و در این برنامه، ۳۰۰۰ سناریو تصادفی تولید شده و سپس با بهره‌گیری از الگوریتم K-means، این سناریوها به ۵ دسته کاهش می‌یابند. این اقدام به منظور کاهش زمان لازم برای حل مسئله انجام شده است. علاوه بر این، برای مدیریت و کنترل بار، از DRP بهره گرفته می‌شود. این برنامه، به منظور بهینه‌سازی و تنظیم میزان بار در پاسخ به شرایط مختلف تولید انرژی و تقاضا طراحی شده است. مدل پیشنهادی این مقاله در بخش بعدی به صورت مفصل‌تر توضیح داده شده است. در ادامه مشارکت‌های اصلی مقاله ارائه شده است.



- توسعه یک مدل بهینه‌سازی دو مرحله‌ای برای هر دو برنامه‌ریزی انرژی پیش‌اقدامانه و اصلاحی NMGها.
 - معرفی استراتژی‌های مدیریتی جدید برای وضعیت شارژ و دشارژ ESSs و در مدار قرار گرفتن CDGs.
 - توسعه یک روش اولویت‌بندی تقاضا برای برنامه پاسخگویی بار. این برنامه، از بارهای غیر بحرانی سیستم به عنوان یک بازیکن فعال در مدیریت بهینه انرژی شبکه استفاده می‌کند.
 - معرفی یک تکنیک کاهش سناریو کارآمد برای تقویت ویژگی‌های محاسباتی روش‌های بهینه‌سازی تصادفی.
 - بهبود عملکرد شبکه و کاهش هزینه‌های بهره‌برداری سیستم بدون هیچ افزایشی در هزینه‌های سرمایه‌گذاری و تنها از طریق مدیریت بهینه انرژی.
- ساختار کلی مقاله در شش بخش ارائه شده است. در بخش دوم، چارچوب پیشنهادی مقاله ارائه شده است. در بخش سوم و چهارم به ترتیب نحوه فرمول‌بندی مسئله و مدل‌سازی عدم قطعیت بیان شده است. نتایج بدست آمده از شبیه‌سازی در بخش پنجم تحلیل شده است و در نهایت در بخش ششم مقاله، نتیجه‌گیری ارائه شده است.

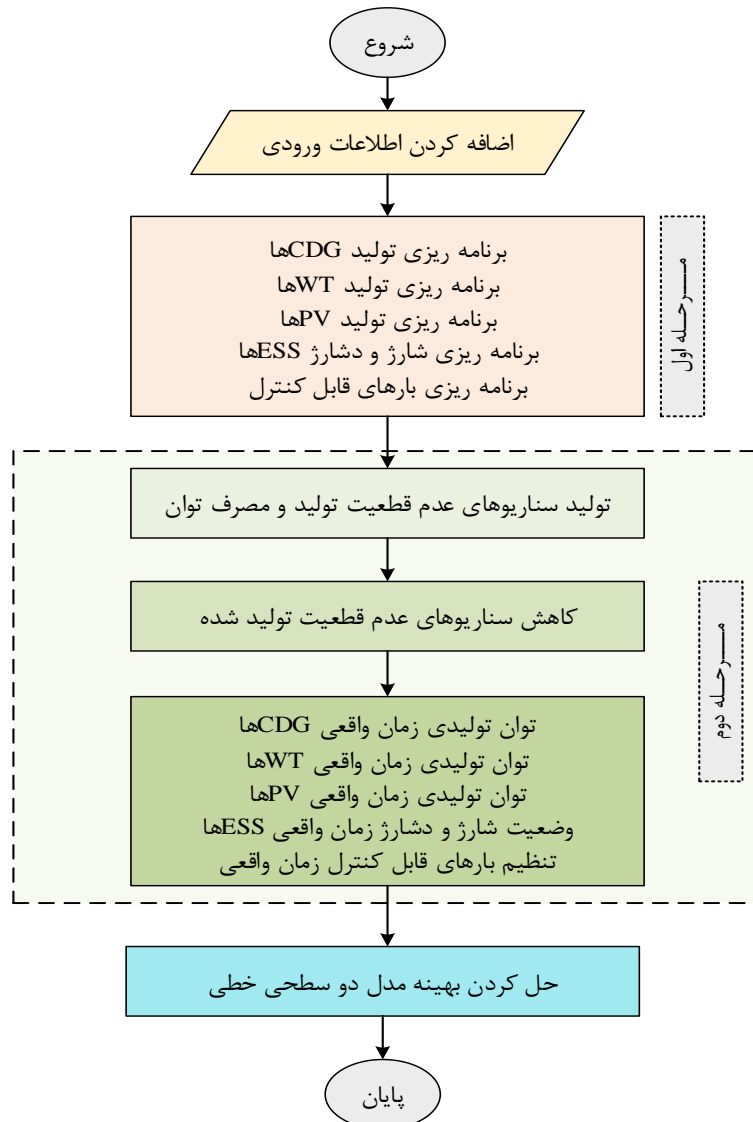
۲- چارچوب پیشنهادی

در این مقاله یک مدل خطی دو مرحله‌ای ارائه شده است. در مرحله اول، یک برنامه‌ریزی ساعتی یک روز جلوتر بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت برای NMGs صورت می‌گیرد. در مرحله دوم عدم قطعیت هر دو بهره‌برداری NMGs در زمان واقعی در نظر گرفته می‌شود. سناریوهای عدم قطعیت در تولید انرژی باد، خورشید و تقاضا با استفاده از توابع توزیع احتمال از شبیه‌سازی مونت کارلو بدست می‌آیند که سناریوهای نماینده با یک روش کاهش سناریو انتخاب می‌شوند. همچنین مدیریت و کنترل بار با استفاده از DRP می‌باشد. راهکار پاسخ به تقاضای پیشنهاد شده برای MGS با سه سطح از بار مفروض می‌باشد که فقط سطح غیر بحرانی بار MGS براساس سود اقتصادی شبکه قابلیت کنترل پذیری دارد. هدف اصلی مدل دو مرحله‌ای پیشنهاد شده مدیریت بهینه انرژی مبتنی بر اثر بخشی اقتصادی و با کارایی مناسب شبکه می‌باشد.

در این تحقیق، یک استراتژی مدیریت انرژی دو مرحله‌ای برای مدیریت NMGs ارائه شده است. هدف کلی مدل این است که سود اقتصادی را ماکزیمم و هزینه بهره‌برداری NMGs را به حداقل برساند. در مرحله اول، یک برنامه‌ریزی ساعتی یک روز جلوتر برای NMGs صورت می‌گیرد. در این مرحله، مسئله بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت در MGS به عنوان یک مسئله قطعی^{۱۳} فرمول‌بندی می‌شود. از طریق پیش‌بینی بار الکتریکی، قیمت برق و توان خروجی RDGs، وضعیت تعهد CDGs وضعیت شارژ و دشارژ ESSs و تغییر یا کاهش بارهای قابل کنترل را تعیین می‌کند. در مرحله دوم عدم قطعیت هر MG در بهره‌برداری NMGs در زمان واقعی در نظر گرفته می‌شود. در نتیجه، متغیرهای این مرحله به سناریوهای خاصی که اتفاق می‌افتند بستگی دارند. عدم قطعیت‌ها شامل بارهای MGS، توان تولیدی WT و PVCs می‌باشند. از آنجایی که در برنامه بهره‌برداری بهینه‌سازی NMGs، هر دستگاه قابل کنترل به یک نقطه تنظیم برای عمل کردن نیاز دارد، نقطه تنظیم بهینه هر دستگاه بر اساس یک روز جلوتر محاسبه می‌شود. بنابراین در مرحله اول وضعیت تعهد CDGs، وضعیت شارژ و دشارژ ESSs و کاهش بارهای قابل کنترل برای مرحله دوم تعیین می‌شود. فلوچارت این مدل پیشنهادی دو مرحله‌ای در شکل (۱) ارائه شده است.

۳- فرمول‌بندی مسئله

در این بخش، مدل کلی بهینه‌سازی دو مرحله‌ای برای بهره‌برداری NMGs شامل تابع هدف، محدودیت‌های مربوط به ESS، محدودیت‌های MG و واحدهای تولیدی، محدودیت‌های عملیاتی، تولید سناریوهای عدم قطعیت و شاخص‌های ارزیابی مدل معرفی شده است. فرمول‌بندی مدل MIP به شرح زیر بیان می‌شود:



شکل (۱): فلوچارت چارچوب پیشنهادی دو مرحله‌ای مسئله

۳-۱- تابع هدف

در NMGs تابع هدف هزینه‌های بهره‌برداری^{۱۴} میکروگریدها به صورت روزانه می‌باشد بنابراین تابع هدف مسئله به صورت رابطه (۱) فرمول‌بندی می‌شود که شامل هزینه‌های بهره‌برداری در مرحله اول OC_{it}^s به علاوه تفاوت آن‌ها در مرحله دوم و اول (تفاوت دو مرحله پیش‌اقدامانه و اصلاحی) یعنی ΔOC_{it} می‌باشد.

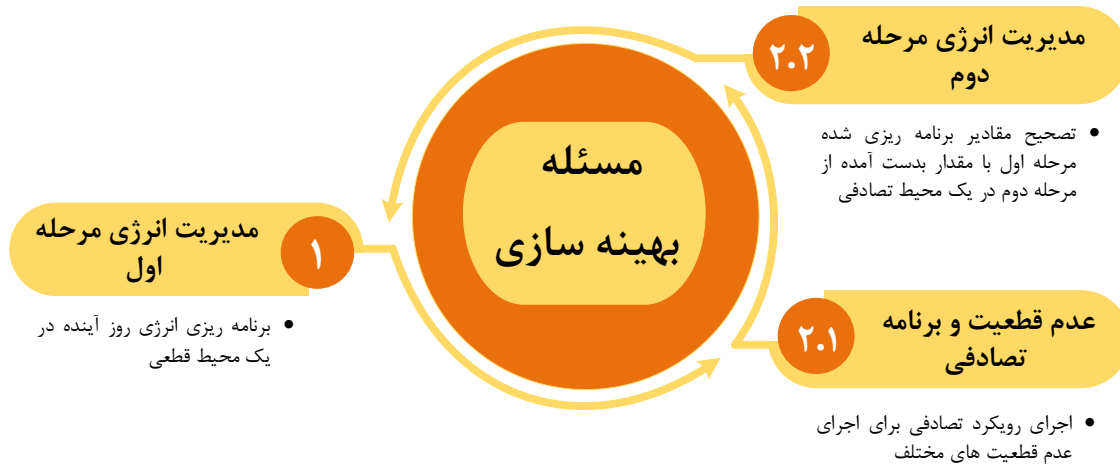
$$\text{Min} \sum_{i=1}^{N_i} \sum_{t=1}^{N_t} OC_{it}^s - \Delta OC_{it}, \quad (1)$$

$$OC_{it}^s = e_i^{SU} + e_i^{SD} + P_{it}^{CDG,s} e_i^F + P_{it}^{M,s} e_t^{UG}, \quad (2)$$

$$\Delta OC_{it} = \sum_{\omega=1}^{N_{\omega}} \pi_{\omega} (\Delta P_{i\omega}^{CDG} e_i^F) + \sum_{\omega=1}^{N_{\omega}} \pi_{\omega} (\Delta P_{i\omega}^M e_t^{UG}) \quad (3)$$

هزینه‌های بهره‌برداری در مرحله اول در معادله (۲) تعریف شده‌اند. هزینه‌های بهره‌برداری شامل هزینه روشن و خاموش شدن واحدهای CDG یعنی e_i^{SU} و e_i^{SD} ، هزینه سوخت مصرفی e_i^F ، هزینه خرید انرژی از شبکه بالادست در زمان اتصال شبکه یعنی e_t^{UG}

می‌باشد. توان تولیدی واحدهای فسیلی (دیزل ژنراتورها) و توان مبادله شده با شبکه بالادست توسط $P_{it}^{CDG,s}$ و $P_{it}^{M,s}$ نشان داده شده است. همچنین تفاوت هزینه‌های هزینه‌های بهره‌برداری در مرحله اول و دوم نیز در (۳) آمده است. در شکل (۲) به صورت خلاصه تابع هدف در هر دو مرحله به تصویر کشیده شده است [۲۱].



شکل (۲): تابع هدف مدل دو مرحله‌ای مسئله بهینه‌سازی [۲۱]

۲-۳- قیود تعامل انرژی میکروگریدهای شبکه شده

تعامل انرژی NMGs در مرحله اول در (۴) تا (۷) نشان داده شده است [۲۲]. مطابق با معادله (۴)، توان تولیدی منهای توان مصرفی هر MG برابر با توان مازاد ΔP_{it}^s است. اگر ΔP_{it}^s مثبت باشد یعنی در MG i توان اضافی وجود دارد و می‌تواند صادر شود و اگر منفی باشد به این معنی است که MG i با کمبود توان مواجه است و باید انرژی از بیرون وارد شود. در این رابطه $P_{it}^{RDG,s}$ بیانگر توان تولیدی توسط منابع تجدیدپذیر (شامل توربین بادی و سلول خورشیدی) و توان شارژ و دشارژ سیستم ذخیره‌ساز انرژی به ترتیب توسط $P_{it}^{E+,s}$ و $P_{it}^{E-,s}$ نشان داده شده است. همچنین $P_{ilt}^{L,s}$ بیانگر بار میکروگرید i در زمان t می‌باشد.

$$\forall i \in N_i, t \in N_t, l \in N_l,$$

$$\Delta P_{it}^s = P_{it}^{CDG,s} + P_{it}^{RDG,s} + P_{it}^{E-,s} - P_{it}^{E+,s} - \sum_{l=1}^{N_l} P_{ilt}^{L,s}, \quad (4)$$

$$\Delta \hat{P}_{it}^s = \begin{cases} \Delta P_{it}^s \cdot \eta^{TL}; & \text{if } \Delta P_{it}^s > 0 \\ \frac{\Delta P_{it}^s}{\eta^{TL}}; & \text{if } \Delta P_{it}^s \leq 0, \end{cases} \quad (5)$$

$$P_{it}^{M,s} \geq 0, \quad (6)$$

$$\sum_{i=1}^{N_i} (\Delta \hat{P}_{it}^s + P_{it}^{M,s}) = 0, \quad (7)$$

جهت مدل‌سازی واقعی‌تر و در نظر گرفتن تلفات خطوط، راندمان خط η^{TL} برای معادله تعادل توان در (۵) لحاظ شده است. طبق (۶) انتقال انرژی از شبکه بالادست به NMGs یک طرفه است. همچنین تعامل انرژی بین MGs و شبکه بالادست در (۷) نشان داده شده است. معادلات تعامل انرژی NMGs در مرحله دوم در (۸) تا (۱۲) آورده شده است.



$$\forall i \in N_i, \omega \in N_\omega, t \in N_t, l \in N_l,$$

$$\Delta P_{i\omega t}^r = P_{i\omega t}^{CDG,r} + P_{i\omega t}^{RDG,r} + P_{i\omega t}^{E-,r} - P_{i\omega t}^{E+,r} - \sum_{l=1}^{N_l} P_{i\omega t l}^{L,r}, \quad (8)$$

$$\Delta \hat{P}_{i\omega t}^r = \begin{cases} \Delta P_{i\omega t}^r \cdot \eta^{TL}; & \text{if } \Delta P_{i\omega t}^r > 0 \\ \frac{\Delta P_{i\omega t}^r}{\eta^{TL}}; & \text{if } \Delta P_{i\omega t}^r \leq 0, \end{cases} \quad (9)$$

$$P_{i\omega t}^{M,r} \geq 0, \quad (10)$$

$$\Delta P_{i\omega t}^M = P_{i\omega t}^{M,r} - P_{i\omega t}^{M,s}, \quad (11)$$

$$\sum_{i=1}^{N_i} (\Delta \hat{P}_{i\omega t}^r + P_{i\omega t}^{M,r}) = 0, \quad (12)$$

۳-۳- قیود عملیاتی واحدها

محدودیت توان تولیدی RDGs نصب شده در هر MG در مرحله اول در (۱۳) آورده شده است. قیدهای CDGs در مرحله اول در (۱۴) تا (۲۲) آورده شده است [۲۲].

$$\forall i \in N_i, t \in N_t, \{S_{it}^{CDG,s}, \gamma_{it}^s, \chi_{it}^s\} \in \{0,1\},$$

$$0 \leq P_{it}^{RDG,s} \leq \bar{P}_{it}^{RDG}, \quad (13)$$

$$\underline{P}_i^{CDG} S_{it}^{CDG,s} \leq P_{it}^{CDG,s} \leq \bar{P}_i^{CDG} S_{it}^{CDG,s}, \quad (14)$$

$$P_{it}^{CDG,s} - P_{i(t-1)}^{CDG,s} \leq RU_i (1 - \gamma_{it}^s) + \underline{P}_i^{CDG} \gamma_{it}^s, \quad (15)$$

$$P_{i(t-1)}^{CDG,s} - P_{it}^{CDG,s} \leq RD_i (1 - \chi_{it}^s) + \underline{P}_i^{CDG} \chi_{it}^s, \quad (16)$$

$$\sum_{k=t}^{t+UT_i-1} S_{ik}^{CDG,s} \geq UT_i \gamma_{it}^s, \quad (17)$$

$$\sum_{k=t}^{t+DT_i-1} (1 - S_{ik}^{CDG,s}) \geq DT_i \chi_{it}^s, \quad (18)$$

$$\gamma_{it}^s - \chi_{it}^s = S_{it}^{CDG,s} - S_{i(t-1)}^{CDG,s}, \quad (19)$$

$$0 \leq \gamma_{it}^s + \chi_{it}^s \leq 1, \quad (20)$$

$$\sum_{i=1}^{N_i} P_{it}^{CDG,s} \leq \bar{E}_i^{CDG}, \quad (21)$$

$$0 \leq S_{it}^{CDG,s} \leq 1, \quad (22)$$

مقدار بیشینه و کمینه توان تولیدی CDGs، توسط معادله (۱۴) بیان می‌شود، که مبتنی بر محدودیت‌های فیزیکی واحد تولیدی توان است. متغیر باینری $S_{it}^{CDG,s}$ وضعیت تعهد واحدها را نشان می‌دهد. اگر واحد در حالت بهره‌برداری باشد $S_{it}^{CDG,s} = 1$ و در غیر این صورت $S_{it}^{CDG,s} = 0$. معادلات (۱۵) و (۱۶) افزایش یا کاهش توان تولیدی بین دو ساعت متوالی را کنترل می‌کند. در این روابط RU_i و RD_i به ترتیب بیانگر حد صعودی توان (پله افزایشی) و حد نزولی توان (پله کاهش‌ی) هر واحد CDG می‌باشد. محدودیت‌های حداقل زمان روشن و خاموش بودن واحدها به ترتیب در معادلات (۱۷) و (۱۸) مدل‌سازی شده است که UT_i و DT_i به ترتیب بیانگر مینیمم زمان روشن و خاموش بودن واحدهای فسیلی شبکه می‌باشند. طبق شاخص‌های روشن و خاموش شدن هر واحد یعنی γ_{it}^s و χ_{it}^s ، تعهد واحدها طبق (۱۹) و (۲۰) تعیین می‌شوند. وقتی واحد روشن باشد، γ_{it}^s برابر ۱، و در غیر این صورت صفر



است. وقتی واحد خاموش باشد، χ_{it}^s برابر ۱، و در غیر این صورت صفر است. ماکزیمم تولید هر واحد CDG در i MG در طول روز با توجه به مقدار سوخت موجود در (۲۱) محدود شده است. در NEM بر اساس قیمت برق شبکه بالادست و سودآوری بیشتر MG، طبق (۲۲) در تمام ساعات روز امکان استفاده از این واحدها وجود دارد [۲۱].

همچنین محدودیت توان تولیدی RDGs و CDGs در مرحله دوم در (۲۳) تا (۲۸) آورده شده است. توجه شود که وضعیت تعهد CDGs در زمان واقعی یعنی متغیر باینری $S_{it}^{CDG,s}$ ، در مرحله اول تعیین می‌شود.

$$\forall i \in N_i, \omega \in N_\omega, t \in N_t, \quad P_{i\omega t}^{RDG,r} = P_{i\omega t}^{RDG,Pred}, \quad (23)$$

$$\underline{P}_i^{CDG} S_{it}^{CDG,s} \leq P_{i\omega t}^{CDG,r} \leq \overline{P}_i^{CDG} S_{it}^{CDG,s}, \quad (24)$$

$$P_{i\omega t}^{CDG,r} - P_{i\omega(t-1)}^{CDG,r} \leq RU_i (1 - \gamma_{it}^s) + \underline{P}_i^{CDG} \gamma_{it}^s, \quad (25)$$

$$P_{i\omega(t-1)}^{CDG,r} - P_{i\omega t}^{CDG,r} \leq RD_i (1 - \chi_{it}^s) + \underline{P}_i^{CDG} \chi_{it}^s, \quad (26)$$

$$\Delta P_{i\omega t}^{CDG} = P_{i\omega t}^{CDG,r} - P_{i\omega t}^{CDG,s}, \quad (27)$$

$$\sum_{t=1}^{N_t} P_{i\omega t}^{CDG,r} \leq \overline{E}_i^{CDG}, \quad (28)$$

۳-۴- قیود سیستم ذخیره‌ساز انرژی

بطور کلی وضعیت ESS در سه حالت شارژ، دشارژ و بدون استفاده تعریف می‌شود. معادلات شارژ و دشارژ EES و محدودیت‌های آن در مرحله اول در (۲۹) تا (۳۳) مدل‌سازی شده است [۲۳]. از دشارژ جزئی داخلی ESS در زمان عدم شارژ و دشارژ صرف نظر شده است.

$$\forall i \in N_i, t \in N_t, S_{it}^{E,s} \in \{0,1\}, \quad SoC_{it}^{E,s} = SoC_{i(t-1)}^{E,s} + (P_{it}^{E+,s} \eta^{E+} - P_{it}^{E-,s} / \eta^{E-}) \Delta t, \quad (29)$$

$$0 \leq P_{it}^{E-,s} \leq \overline{P}_i^E S_{it}^{E,s}, \quad (30)$$

$$0 \leq P_{it}^{E+,s} \leq \overline{P}_i^E (1 - S_{it}^{E,s}), \quad (31)$$

$$\underline{SoC}_i^E \leq SoC_{it}^{E,s} \leq \overline{SoC}_i^E, \quad (32)$$

$$\sum_{t=1}^{N_t} (P_{it}^{E+,s} \eta^{E+} - P_{it}^{E-,s} / \eta^{E-}) \Delta t = 0, \quad (33)$$

وضعیت انرژی ذخیره‌ساز، به واسطه معادله (۲۹) تعیین می‌شود. انرژی ذخیره شده در هر ساعت ($SoC_{it}^{E,s}$) با انرژی ذخیره شده در ساعت قبلی بعلاوه توان شارژ ($P_{it}^{E+,s}$) یا دشارژ ($P_{it}^{E-,s}$) در همان ساعت تعیین می‌شود. بخاطر فاصله زمانی ۱ ساعتی، $\Delta t = 1$ را لحاظ می‌کنیم. حد بالا و پایین توان‌های دشارژ و شارژ ESS توسط (۳۰) و (۳۱) محدود می‌شوند. متغیر باینری $S_{it}^{E,s}$ از شارژ و دشارژ همزمان ESS جلوگیری می‌کند. وقتی ESS در وضعیت دشارژ باشد $S_{it}^{E,s} = 1$ و در غیر این صورت $S_{it}^{E,s} = 0$. معادله (۳۲)، وضعیت انرژی SoC ذخیره‌ساز را محدود می‌کند. در NEM به منظور کنترل چرخه‌ی مکرر شارژ و دشارژ ESS انرژی ذخیره شده در ابتدا و انتهای هر روز در (۳۳) محدود می‌شود.

معادلات شارژ و دشارژ EES در مرحله دوم در (۳۴)–(۳۸) مدل‌سازی شده است. وضعیت شارژ و دشارژ ESS در زمان واقعی یعنی متغیر باینری $S_{it}^{E,s}$ ، در مرحله اول تعیین می‌شود.

$$\forall i \in N_i, \omega \in N_\omega, t \in N_t, \quad SoC_{i\omega t}^{E,r} = SoC_{i\omega(t-1)}^{E,r} + (P_{i\omega t}^{E+,r} \eta^{E+} - P_{i\omega t}^{E-,r} / \eta^{E-}) \Delta t, \quad (34)$$



$$0 \leq P_{i\alpha t}^{E-,r} \leq \bar{P}_i^E S_{it}^{E,s}, \quad (35)$$

$$0 \leq P_{i\alpha t}^{E+,r} \leq \bar{P}_i^E (1 - S_{it}^{E,s}), \quad (36)$$

$$SoC_{i\alpha t}^E \leq SoC_{i\alpha t}^{E,r} \leq \bar{SoC}_i^E, \quad (37)$$

$$\sum_{t=1}^{N_i} (P_{i\alpha t}^{E+,r} \eta^{E+} - P_{i\alpha t}^{E-,r} / \eta^{E-}) \Delta t = 0, \quad (38)$$

۳-۵- قیود تقاضا

در این پژوهش برنامه مدیریت مصرف بار استفاده شده از نوع برنامه پاسخگویی بار زمان استفاده (TOU) می‌باشد. هدف از اعمال برنامه پاسخگویی، انتقال مصرف برق از ساعت‌های پیک مصرف و گران به سمت ساعت‌های کم بار و ارزان است که موجب کاهش تولید انرژی در ساعت‌های پرباری، خرید انرژی از شبکه بالادست در ساعات پیک بار و در نتیجه کاهش هزینه‌های بهره‌برداری می‌شود. در واقع مشارکت بارهای پاسخگو برای کاهش برق مصرفی در ساعت‌های بحرانی می‌باشد [۲۴]. با توجه به تعریف برنامه پاسخگویی بار زمان استفاده، فقط قادر به انتقال قسمتی از بار به قسمت دیگر می‌باشیم که فرم ریاضی این جمله در معادله (۳۹) ارائه شده است. در این رابطه، بار جدید میکروگرید با در نظر گرفتن برنامه پاسخگویی بار برابر با بار میکروگرید در حالت اولیه به اضافه متغیر TOU_{ilt} است. متغیر TOU_{ilt} می‌تواند مثبت به معنی افزایش بار و می‌تواند منفی به معنی کاهش بار باشد که اساس برنامه پاسخگویی بار زمان استفاده است. به عبارتی ما بخاطر تکنولوژی شبکه هوشمند قادر به انتقال و شیفت درصدی از بار از بازه‌های پرباری به کم‌باری یا از بازه‌های گران قیمت به بازه‌های ارزان قیمت هستیم.

$$\forall i \in N_i, t \in N_t, l \in N_l,$$

$$P_{ilt}^{L,s} = PL_{ilt}^M - TOU_{ilt}, \quad (39)$$

$$|TOU_{ilt}| \leq DRP^{max} \times PL_{ilt}^M \quad (40)$$

$$\sum_{t=1}^{N_i} TOU_{ilt} = 0, \quad (41)$$

قیود فنی مربوط به برنامه پاسخگویی بار در معادلات (۴۰) و (۴۱) بیان شده است. مقدار بار افزایشی یا کاهشی در برنامه پاسخگویی بار باید کوچکتر از درصدی از بار پایه باشد که معادله (۴۰) بیانگر این موضوع است. همچنین، معادله (۴۱) بیانگر این واقعیت است که باری کم و یا زیاد نمی‌شود بلکه از بازه‌های گران قیمت به بازه‌های ارزان قیمت شیفت داده می‌شود به عبارتی بار کاهشی باید برابر با بار افزایشی در طول مدت یک روز باشد [۲۵].

محدودیت‌های بار MGS در مرحله دوم در (۴۲)-(۴۳) فرمول‌بندی شده‌اند. مقدار TOU_{ilt} برای هر سطح بار هر میکروگرید در زمان واقعی در مرحله اول برنامه‌ریزی و مشخص شده است.

$$\forall i \in N_i, \omega \in N_\omega, t \in N_t, l \in N_l,$$

$$P_{i\omega t}^{L,r} = PL_{i\omega t}^{M,r} - TOU_{ilt}, \quad (42)$$

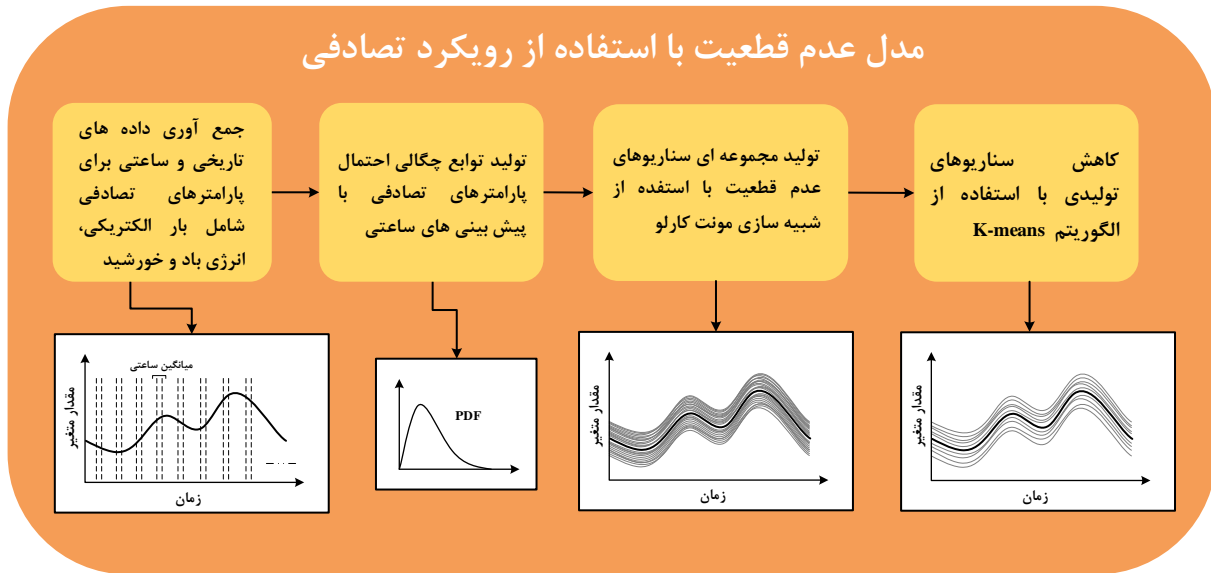
$$\Delta P_{i\omega t}^L = P_{i\omega t}^{L,r} - P_{ilt}^{L,s}, \quad (43)$$

۴- مدل‌سازی عدم قطعیت مسئله

برای دستیابی به یک مسئله واقعی‌تر و نتایج دقیق‌تر، لحاظ کردن عدم قطعیت‌ها امری ضروری است. عدم قطعیت در داده‌های یک مسئله بهینه‌سازی می‌تواند در اثر خطای پیش‌بینی، خطای اندازه‌گیری، خطای پیاده‌سازی و یا عوامل دیگری بوجود آید. عدم قطعیت‌های تاثیرگذار و مهم در مسئله برنامه‌ریزی میکروگریدها عبارتند از میزان تولید منابع تجدیدپذیر که در این



زیربخش عدم قطعیت تقاضای بار الکتریکی، توان تولیدی منابع تجدید پذیر شامل توربین‌های بادی و سلول‌های خورشیدی مدل‌سازی شده است. به ترتیب برای تولید و کاهش سناریوهای عدم قطعیت مسئله از شبیه‌سازی مونت کارلو و الگوریتم K-means استفاده شده است که روند آن در شکل (۳) ارائه شده است [۲۱].



شکل (۳): روند تولید و کاهش سناریوهای عدم قطعیت در مدل تصادفی پیشنهادی [۲۱]

۴-۱- عدم قطعیت تولید توان توربین بادی

با توجه به ماهیت تصادفی سرعت وزش باد، توربین‌های بادی نمی‌توانند به صورت پیوسته و پایدار توان تولیدی داشته باشند. برای استفاده از انرژی باد به عنوان یک منبع تولید توان قابل اعتماد باید برای مدل‌سازی توربین‌های بادی روش خاصی بیابیم. یکی از موثرترین راه برای لحاظ کردن ماهیت تصادفی این منابع، روش‌های احتمالاتی است. در مدل‌سازی مسئله می‌توان سرعت باد را با استفاده از مدل‌ها آماری و یا احتمالاتی محاسبه کرد. مطالعات آماری و تحقیقات انجام شده ثابت کرده‌اند که تغییرات سرعت باد شبیه به توزیع وایبول^۱ می‌باشد. بنابراین می‌توان برای مدل‌سازی تغییرات سرعت باد از تابع چگالی وایبول جهت استفاده کرد. می‌توان به شرح زیر تابع وایبول را تعریف کرد [۲۶]:

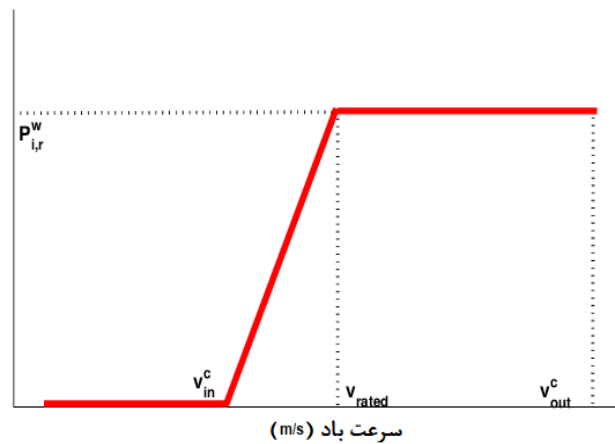
$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (44)$$

که در آن k پارامتر شکل و c پارامتر مقیاس تابع توزیع وایبول و v سرعت باد در ناحیه می‌باشد. توان تولید شده و تحویلی به شبکه زمانی که تغییرات سرعت باد مشخص باشد را می‌توان با معادله (۴۵) محاسبه کرد [۲۷].

$$P^w(v) = \begin{cases} 0 & \text{if } v \leq v_{in}^c \text{ or } v \geq v_{out}^c \\ \frac{v - v_{in}^c}{v_{rated}^c - v_{in}^c} P_r^w & \text{if } v_{in}^c \leq v \leq v_{rated}^c \\ P_r^w & \text{else} \end{cases} \quad (45)$$

که P_r^w توان تولیدی مجاز^{۱۷} برای توربین بادی نصب شده می‌باشد. v_{in}^c و v_{out}^c به ترتیب نقاط وصل و قطع سرعت باد در توربین بادی می‌باشند. نمودار سرعت-توان یک توربین بادی در شکل (۴) نشان داده شده است. مقادیر v_{in}^c ، v_{rated}^c و v_{out}^c به ترتیب ۳، ۱۲ و ۲۵ متر بر ثانیه می‌باشند.

توان تولیدی توربین بادی (kW)



شکل (۴): منحنی ایده‌آل توان تولیدی بر حسب سرعت باد یک توربین بادی [۲۶]

نوسان در توان خروجی توربین بادی نیاز به افزایش توانایی کافی سیستم جهت روبه‌رو شدن با تغییرات ذاتی باد و عدم اطمینان آن می‌باشد. همچنین توان تولیدی احتمالی توربین بادی باعث نوسان در پارامترهای سیستم‌های قدرت (همچون ولتاژ) می‌شود، بنابراین یکی از جنبه‌های مهم مطالعات مربوط به توان بادی، بررسی و در نظر گرفتن عدم قطعیت توان خروجی آن می‌باشد. همانطور که در قسمت قبلی برای عدم قطعیت بار توضیح داده شد در این بخش هم تابع توزیع وایبول به چند بخش تقسیم می‌شود و احتمال وقوع در هر بخش با استفاده از روابط زیر به دست می‌آیند.

$$\pi_s^{wind} = \int_{v_{1,s}}^{v_{2,s}} \left(\frac{2v}{c}\right) \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] dv \quad (46)$$

$$v_s = \frac{v_{2,s} + v_{1,s}}{2} \quad (47)$$

در این معادلات $v_{1,s}$ و $v_{2,s}$ به ترتیب سرعت باد نقاط ابتدا و انتهای تقسیم‌بندی ناحیه‌ها در سناریو s را نشان می‌دهند و توان تولید شده توسط توربین بادی در هر سناریو، از جایگذاری v_s در رابطه (۴۵) بدست می‌آید.

۴-۲- عدم قطعیت تولید توان سیستم فتوولتائیک

از آنجائیکه منبع انرژی اولیه این واحدها خورشید است، لذا خروجی الکتریکی آن‌ها نیز تا حد زیادی وابسته به این منبع است. شدت تابش خورشید برای بازه‌های زمانی ساعت، روز یا ماه قابل پیش‌بینی است ولی هیچ اطمینانی بر بدون خطا بودن این پیش‌بینی‌ها وجود ندارد، چرا که عوامل طبیعی دارای ماهیت کاملاً تصادفی بوده و نوسانات آنها تحت تاثیر عوامل مختلف و غیرقابل کنترل توسط بشر است. لذا از دیدگاه بهره‌برداری شبکه قدرت، منابع تجدیدپذیر خورشید به عنوان منابع دارای عدم قطعیت در نظر گرفته شده و خروجی آن‌ها با لحاظ کردن خطای پیش‌بینی در برنامه‌ریزی مد نظر قرار می‌گیرد. تحقیقات آماری نشان می‌دهد که برای مدل کردن شدت تابش خورشید در یک ناحیه معمولاً از تابع توزیع احتمال بتا^۱ استفاده می‌شود [۲۸].

$$f(\phi) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha_\phi + \beta_\phi)}{\Gamma(\alpha_\phi) + \Gamma(\beta_\phi)} \times \phi^{\alpha_\phi - 1} \cdot (1 - \phi)^{\beta_\phi - 1} & 0 \leq \phi \leq 1, \alpha_\phi \geq 0, \beta_\phi \geq 0 \\ 0, & otherwise \end{cases} \quad (48)$$

$$\beta_\phi = (1 - \mu_\phi) \cdot \left(\frac{\mu_\phi \cdot (1 + \mu_\phi)}{\sigma_\phi^2} - 1 \right) \quad (49)$$

$$\alpha_\phi = \frac{\mu_\phi \cdot \beta_\phi}{1 - \mu_\phi} \quad (50)$$

در رابطه‌های فوق، تابع توزیع بتا $f(\phi)$ و پارامترهای فاکتور مقیاس α_ϕ و فاکتور شکل β_ϕ براساس میانگین μ_ϕ و انحراف معیار σ_ϕ برای متغیر تصادفی ϕ بیان شده است. برای محاسبه‌ی توان تولیدی واحد فتوولتائیک از رابطه (۵۳) استفاده می‌شود. در این رابطه η^{PV} راندمان، S^{PV} مساحت صفحه خورشیدی و ϕ شدت تابش خورشید است.

$$P^{PV}(\phi) = \eta^{PV} \times S^{PV} \times \phi \quad (51)$$

۳-۴- مدل‌سازی عدم قطعیت بار الکتریکی

عدم قطعیت در پیش‌بینی بار الکتریکی با استفاده از تابع توزیع احتمال^{۱۹} (PDF) نرمال صورت گرفته است. در این تحقیق فرض شده که رفتار مصرف‌کنندگان برای هر دو وضعیت بهره‌برداری عادی و بحرانی یکسان باشند. جزئیات مدل‌سازی و پارامترهای این تابع توزیع در [۲۸] آدرس داده شده است.

۴-۴- تولید سناریو

از دیدگاه محاسباتی، یک راه مناسب جهت توصیف فرآیندهای تصادفی از طریق سناریوهاست. یک سناریو، یک تحقق یکتا از یک فرآیند تصادفی می‌باشد. برای آنکه یک، فرآیند تصادفی به اندازه کافی بررسی شود، باید به اندازه کافی سناریو تولید شده تا محتمل‌ترین تحقق‌های این فرآیند از طریق سناریوها تا حد خوبی پوشش داده شود. در برنامه‌ریزی تصادفی، فرآیندهای تصادفی را می‌توان به وسیله متغیرهای تصادفی گسسته یا پیوسته نشان داد. از آنجایی که توابع توزیع احتمال توابعی پیوسته هستند بی‌نهایت سناریو قابل ایجاد است که برای جلوگیری از پیچیدگی، مجموعه‌ای از سناریوهای گسسته از توابع توزیع احتمال به کار می‌رود که تقریب مناسبی برای مدل کردن عدم قطعیت است. در این شبیه‌سازی با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو و توابع توزیع احتمال تعداد زیادی سناریو عدم قطعیت برای توان تولیدی باد و خورشید تولید می‌شود.

بنابراین برای بدست آوردن عدم قطعیت‌های مسئله با استفاده از توابع توزیع احتمال از شبیه‌سازی مونت کارلو برای تولید ۳۰۰۰ سناریو استفاده شده است. هر سناریو شامل $۶ \times ۲۴ = ۱۴۴$ اجزا است که نشان دهنده توان تولیدی PVC در MG1، توان تولیدی WT در MG2، توان تولیدی PVC در MG3، بار الکتریکی هر MG در طول روز می‌باشند.

۵-۴- روش کاهش سناریو

در اکثر مسائل برنامه‌ریزی اتفاقی، برای دقیق‌تر شدن فرآیند حل، معمولاً تعداد سناریوها بالا است و در این حالت محاسبات با افزایش تعداد سناریوها پیچیده‌تر می‌شود. لذا به علت پیچیدگی محاسبات و محدودیت‌های زمانی، مسئله با تعداد سناریوهای کمتر تقریب زده می‌شود. یک روش قابل قبول برای کاهش سناریو باید به گونه‌ای باشد که پاسخ بهینه حاصل از سناریوهای کاهش یافته نزدیک به پاسخ حاصل از سناریوهای اولیه باشد. الگوریتم‌های کاهش سناریو، زیرمجموعه‌ای از سناریوها را مشخص کرده و احتمالات جدید را به سناریوهای تعیین شده اعمال می‌کنند. در این حالت می‌توان گفت که تمام سناریوهای حذف شده احتمال صفر دارند. در این مدل از خوشه‌بندی برای کاهش سناریو استفاده می‌شود. خوشه‌بندی یا آنالیز خوشه در آمار و یادگیری ماشینی، یکی از شاخه‌های یادگیری نظارت می‌باشد و فرآیند پدیده‌ها را در طیف آن، نمونه‌ها به دسته‌هایی که اعضای آن مشابه یکدیگر هستند تقسیم شده که به این دسته‌ها خوشه گفته می‌شود. بنابراین خوشه مجموعه‌ای از اشیاء می‌باشد که در آن اشیاء با یکدیگر مشابه بوده و با اشیاء موجود در شاخه‌های دیگر غیرمشابه می‌باشند [۲۹، ۳۰].

در این مقاله برای کاهش سناریوها از الگوریتم K-means برای خوشه‌بندی استفاده شده است. برای الگوریتم خوشه‌بندی اتوماتیک از شاخص DB استفاده شده است [۳۱]. با به حداقل رساندن مسئله بهینه‌سازی، تعداد مشخصی از مرکزها انتخاب شده و به نزدیکترین سناریو در مجموعه سناریوی اصلی اختصاص می‌یابند و مرکزها به روز می‌شوند. سپس با افزودن احتمالات سناریوهای انتخاب نشده به مراکز به روز شده در هر خوشه، توزیع مجدد احتمالات را انجام می‌شود. بنابراین، مجموعه سناریوی کاهش یافته توسط سناریوهای منتخب با احتمالات مربوطه ارائه می‌شود.

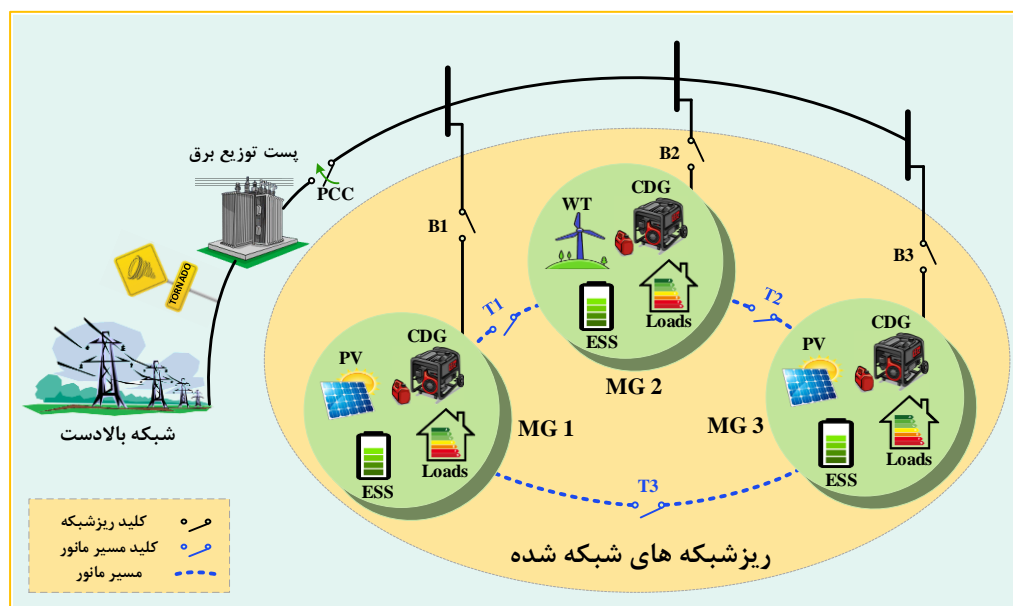
به عبارتی دیگر، الگوریتم K-means برای خوشه‌بندی به منظور کاهش گسترش درون خوشه‌ای استفاده می‌شود. الگوریتم K-means مرکز خوشه‌ها را محاسبه می‌کند و تا زمانی که مرکز مطلوب را پیدا نکند، این روند را تکرار می‌کند. این الگوریتم برای طبقه‌بندی سناریوهای تولید مشابه در گروه‌های مختلف استفاده می‌شود. مرکز خوشه بدست می‌آید، در حالی که فاصله تمام سناریوهای واقع در خوشه از مرکز به حداقل می‌رسد. به عبارت دیگر، الگوریتم K-means با هدف به حداقل رساندن فاصله اقلیدسی از مرکز خوشه تا هر سناریوی اولیه استفاده می‌شود [۲۸]:

$$\min_z \sqrt{\sum_{c=1}^{N_c} \sum_{s=1}^{N_s} (z_c - x_s)^2 \delta_{c,s}} \quad (52)$$

در این معادله N_s بیانگر تعداد سناریوهای اولیه می‌باشد؛ N_c تعداد مراکز خوشه‌ها است. s سناریوهای تولید شده شامل توان تولیدی منابع تجدیدپذیر و توان مصرفی را نشان می‌دهد. در این رابطه z مرکز خوشه است. همچنین متغیر باینری وابستگی سناریو به خوشه $\delta_{c,s} \in \{0,1\}$ را نشان می‌دهد.

۵- نتایج عددی

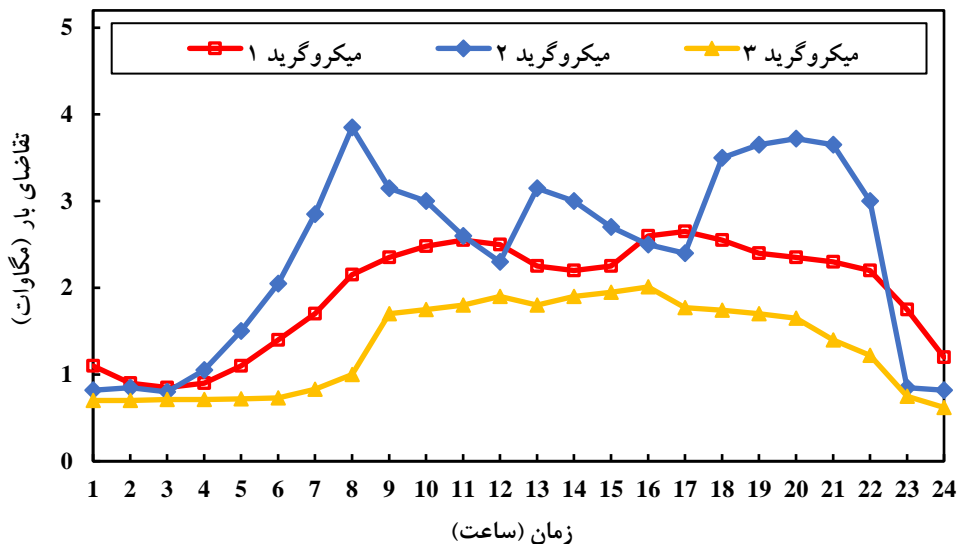
سیستم تست مورد استفاده که از سه میکروگرید تشکیل شده در شکل (۵) نشان داده شده است. میکروگریدها به صورت جداگانه به باس توزیع وصل هستند و از طریق سه خط تایی می‌توانند اتصال داخلی داشته باشند. هر MG از CDG، RDG، ESS و بار تشکیل شده است. میکروگرید اول و سوم دارای PVC و میکروگرید دوم دارای WT می‌باشد. مدت زمان بهره‌برداری میکروگرید ۲۴ ساعت می‌باشد. راندمان خطوط انتقال ۰/۹۸ می‌باشد. با توجه به وجود تفاوت در اهمیت تقاضای بار الکتریکی، بارها به سه سطح تقسیم می‌شوند. بارهای سطح I بارهای کنترل‌ناپذیر و بارهای سطح II و III بارهای قابل کنترل هستند.



شکل (۵): نمونه سیستم قدرت مورد مطالعه [۲۱]

ظرفیت DERs و سطوح مختلف بار در هر میکروگرید در [۲۲] و همچنین تقاضای بار ساعتی هر میکروگرید در شکل (۶) ارائه شده است. بازده شارژ و دشارژ سیستم ذخیره انرژی به ترتیب ۰/۹۵ و ۰/۹ می‌باشد و سطح شارژ آن در رنج ۱۰ تا ۹۰ درصد ظرفیت ذخیره‌ساز متغیر است و شارژ اولیه ذخیره‌سازها ۲۰ درصد ظرفیت آن می‌باشد. هزینه سوخت برای تولید واحدهای CDG ۳۰۰ دلار بر مگاوات ساعت و هزینه خاموش شدن ۲۰ و روشن شدن ۲۱ آن‌ها به ترتیب ۱۰۰ و ۱۵۰ دلار می‌باشد [۳۲]. ماکزیمم تولید CDGs در هر میکروگرید با توجه به محدودیت سوخت موجود ۳ مگاوات ساعت در روز فرض شده است. همچنین قیمت ساعتی برق در شبکه بالادست طبق

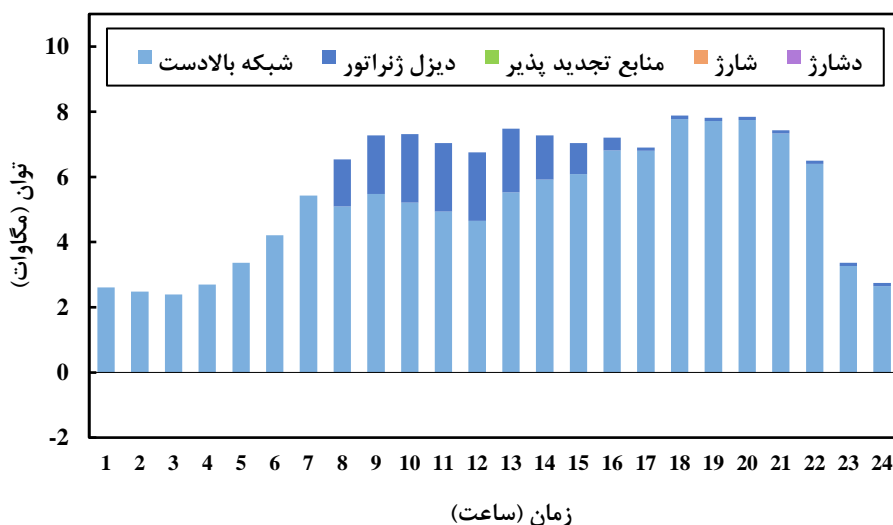
[۳۲] می‌باشد. از آنجا که سطح I بار میکروگریدها، بار بحرانی است لذا در این مسئله فقط بار سطح II و III بارها قابلیت کنترل را دارند. مدل ارایه شده بهینه‌سازی، برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط MIP [۲۲] می‌باشد که در محیط نرم‌افزار گمز $GAMS$ [۲۳] شبیه‌سازی شده و با سالور CPLEX حل شده است. مدل پیشنهادی در رایانه شخصی Intel Core i7 CPU @3.20 با رم 4 GB اجرا شده است. برای مشاهده تاثیرات استراتژی‌های مورد استفاده در عملکرد شبکه، چهار حالت برای موارد مختلف بهره‌برداری در نظر گرفته شده است و نتایج حاصل از مطالعه این چهار حالت با هم مقایسه شده است.



شکل (۶): نمودارهای تقاضای بار در میکروگریدها [۳۲]

۵-۱- حالت اول

همانطور که در بخش قبل ذکر گردید در این حالت هیچکدام از ریرشکه‌های موجود در شبکه تست تجدید پذیر شامل توربین‌های بادی و صفحات خورشیدی و همچنین سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی وجود ندارند. از طرفی در حالت اول برنامه پاسخگویی بار انجام نمی‌شود و شبکه در ابتدایی‌ترین حالت ممکن بهره‌برداری می‌گردد و بارهای موجود در شبکه فقط از طریق شبکه بالادست و منابع سوخت فسیلی موجود در میکروگریدها بر اساس محدودیت سوخت موجود تامین می‌گردند. مشارکت این واحدهای انرژی تجدیدناپذیر و شبکه بالادست در تغذیه بارهای کل میکروگریدها در شکل (۷) ارائه شده است. نکته حائز اهمیت در این شکل ساعات در مدار قرار گرفتن این واحدها می‌باشد. با توجه به اینکه در ساعات ۸ تا ۱۶ خرید انرژی از شبکه بالادست گران است و تولید انرژی توسط دیزل ژنراتورها بسیار ارزان‌تر است، این واحدها در این ساعات روشن خواهند بود.

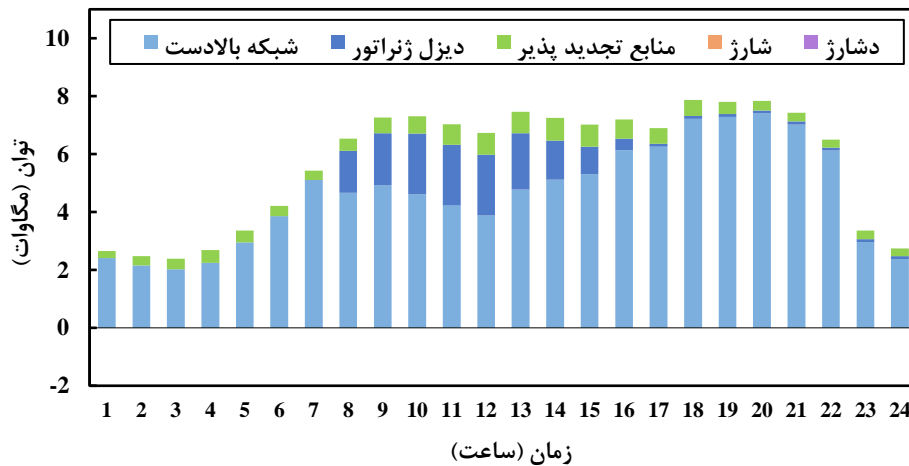


شکل (۷): مشارکت شبکه بالادست و منابع تولید پراکنده در تامین بار میکروگریدها در حالت اول



۵-۲- حالت دوم

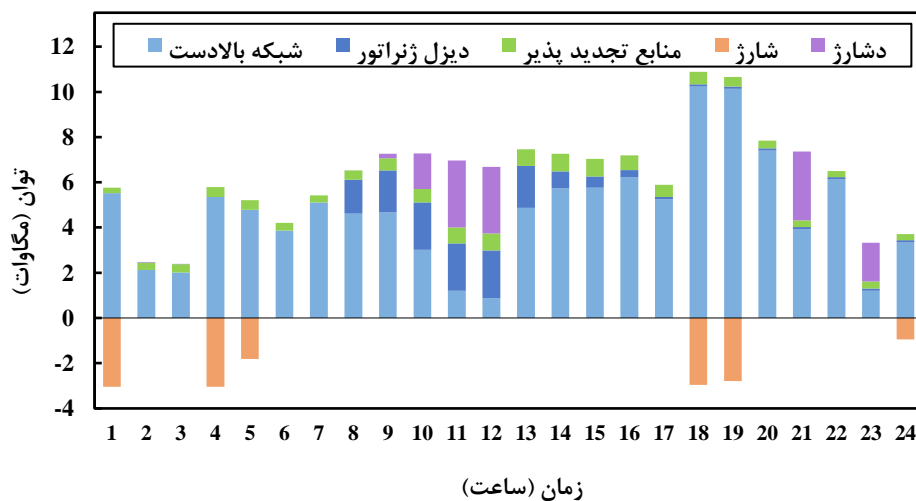
در این وضعیت نسبت به حالت اول، منابع تجدیدپذیر به میکروگریدها اضافه گردیده‌اند. یعنی در میکروگریدهای اول و سوم سلول‌های خورشیدی و در میکروگرید دوم توربین بادی در کنار دیزل ژنراتورها نصب شده‌اند. با توجه به اینکه استفاده از منابع تجدیدپذیر هزینه‌ای برای بهره‌بردار به دنبال نخواهد داشت، طبیعی است که با توجه به کاهش نیاز به خرید انرژی از شبکه بالادست، هزینه بهره‌برداری کاهش پیدا کند. در شکل (۸) سهم هر کدام از منابع موجود در تغذیه بارها به نمایش گذاشته شده است. همانطور که در شکل پیداست در این مرحله نیز هیچ سیستم ذخیره‌سازی در شبکه موجود نمی‌باشد.



شکل (۸): مشارکت شبکه بالادست و منابع تولید پراکنده در تامین بار میکروگریدها در حالت دوم

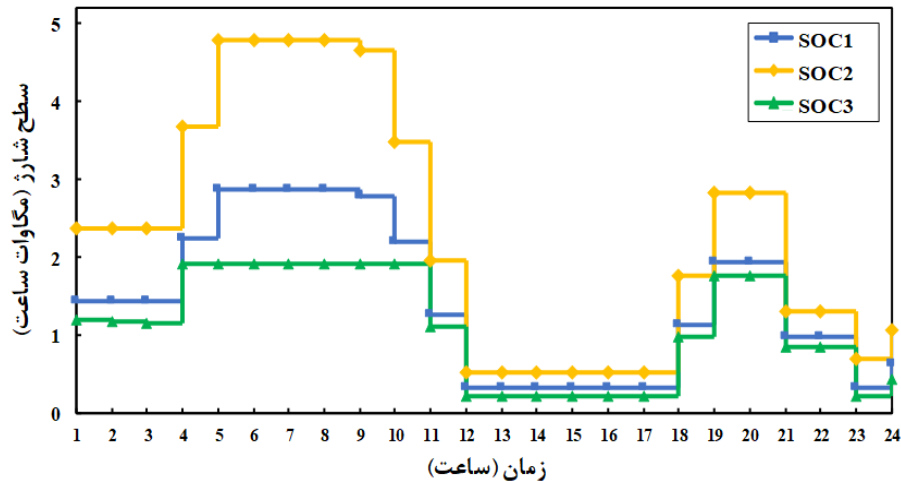
۵-۳- حالت سوم

در این حالت علاوه بر حضور منابع تجدیدپذیر، سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی نیز در کنار آن‌ها در هر میکروگرید نصب شده است. شکل (۹)، مشارکت واحدهای تولید توان، شبکه بالادست و همچنین میزان توان خروجی مبادله شده مابین سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی با شبکه را نمایش می‌دهد. مقادیر مثبت در نمودار بیانگر زمان‌هایی می‌باشد که ذخیره‌سازها در حالت دشارژ و ارائه‌ی توان موجود در باتری‌هایشان به شبکه می‌باشند و مقادیر منفی نیز حالتی است که این منابع انرژی در حالت شارژ بوده و از شبکه توان می‌گیرند. همچنین شارژ و دشارژ ذخیره‌سازها در ساعات مختلف روز در شکل (۱۰) ارائه شده است که با توجه ساعت‌های پرباری و ساعات کم‌باری در هر میکروگرید انجام می‌پذیرد. علاوه بر اینکه ذخیره‌سازها از این طریق موجب کاهش هزینه‌های بهره‌برداری می‌شوند، این امر منجر به پیکسایی در شبکه خواهد شد. همانطور که در این شکل‌ها نشان داده شده است، ذخیره‌سازها در ساعات گرانی برق و طبق تابع هدف جهت کاهش هزینه‌های بهره‌برداری دشارژ می‌شوند تا خرید انرژی در این ساعات به حداقل برسد.



شکل (۹): مشارکت شبکه بالادست و منابع تولید پراکنده در تامین بار میکروگریدها در حالت سوم

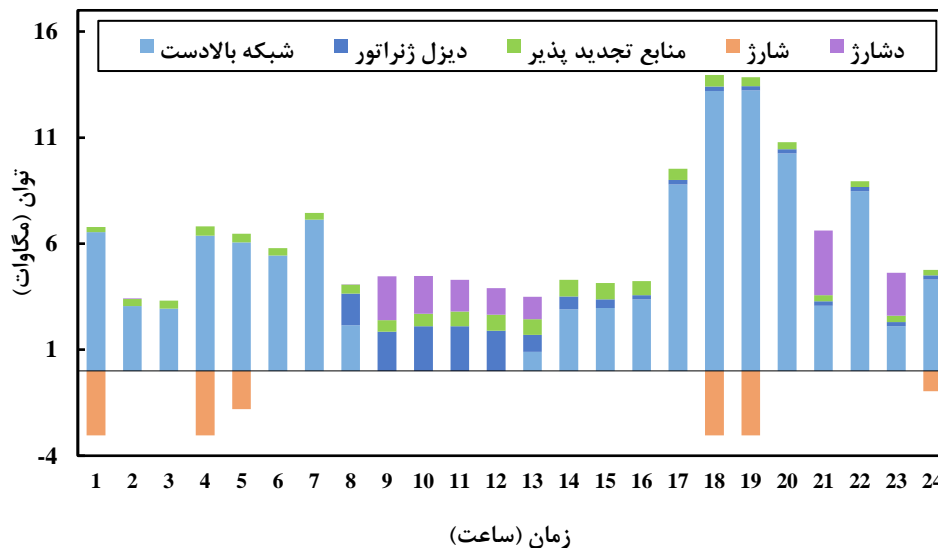




شکل (۱۰): نمودار سطح انرژی سیستم‌های ذخیره‌ساز موجود در میکروگریدها در حالت سوم

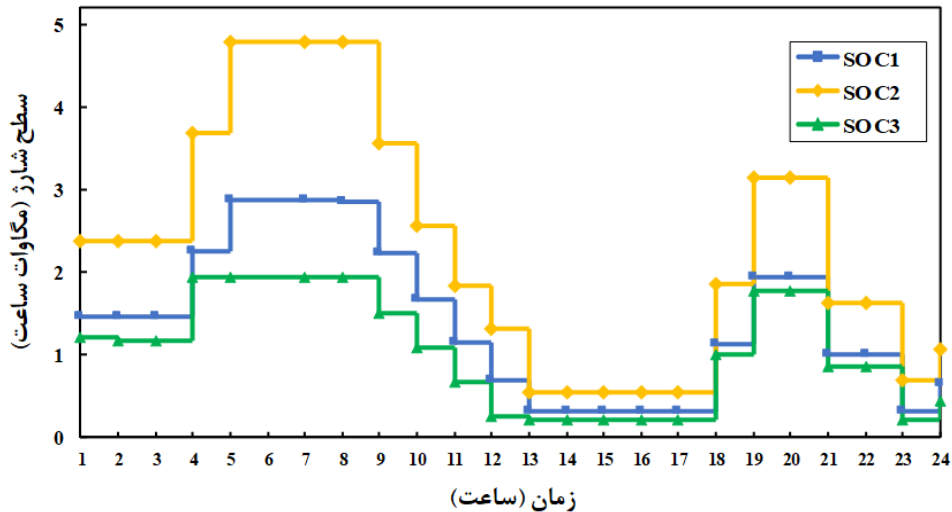
۴-۵- حالت چهارم

در حالت آخر از تمامی منابع و استراتژی‌های موجود جهت کاهش هزینه‌های بهره‌برداری استفاده شده است. بنابراین علاوه بر حضور واحدهای تجدیدپذیر و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی در میکروگریدها، برنامه پاسخ به تقاضا هم موجود است و بخشی از بارهای کنترل‌پذیر (سطح II و III) طبق روابط ارائه شده در فصل پیش، جابه‌جا می‌شوند. در شکل (۱۱) سهم هر کدام از منابع موجود در تغذیه بارها به نمایش گذاشته شده است. واضح است که در این مرحله به دلیل حضور بارهای پاسخگو، تبادل انرژی با شبکه بالادست در ساعات گرانی برق صفر است و در این ساعات تغذیه بارها بر عهده منابع تولید ارزان‌تر و دشارژ توان ذخیره‌شده در باتری‌ها می‌باشد.



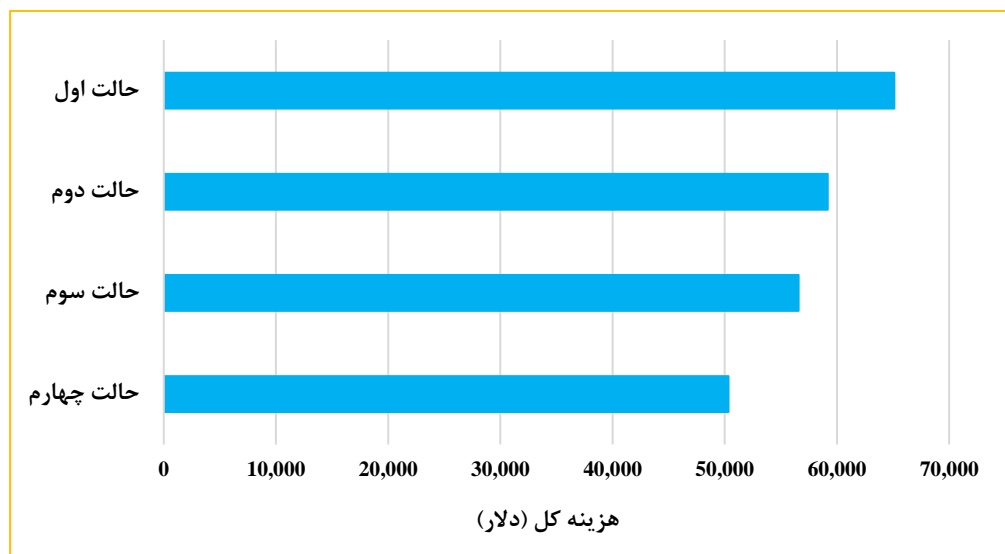
شکل شماره (۱۱): مشارکت شبکه بالادست و منابع تولید پراکنده در تامین بار میکروگریدها در حالت چهارم

همچنین سطح انرژی سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی در شکل (۱۲) نشان داده شده است که مطابق با حالت سوم، این منابع در ساعات کم‌باری و ارزان برق شارژ شده و در ساعاتی که شبکه به آنها نیاز داشته باشد در راستای بهبود تابع هدف دشارژ می‌شوند.



شکل (۱۲): نمودار سطح انرژی سیستم‌های ذخیره‌ساز موجود در میکروگریدها در حالت چهارم

مقادیر هزینه کلی شبکه برای این چهار حالت با هم در شکل (۱۳) مقایسه گردیده است. پس از در نظر گرفتن منابع تجدیدپذیر شامل توربین‌های بادی و سلول‌های خورشیدی در میکروگریدها، از هزینه کل در حدود ۵۰۹۱۷ دلار کاسته شد. واضح است زمانی که سیستم‌های ذخیره‌ساز جهت شارژ و دشارژ بهینه انرژی را در نظر بگیریم میزان کاهش هزینه بیشتر نیز خواهد شد و هزینه کل به ۵۶۰۵۷۸ دلار می‌رسد. از طرفی با انجام دادن برنامه‌ی پاسخ به تقاضا، از مقدار هزینه نسبت به حالت اولیه، ۱۴۰۷۶۴ دلار کاهش یافته است. همانطور که از هزینه‌ها مشخص است با برنامه‌ریزی و مدیریت بهتر شبکه در هر مرحله میزان هزینه کلی شبکه کمتر می‌شود.



شکل (۱۳): نمودار مقایسه‌ای تابع هدف برای چهار حالت مسئله

در جدول (۱) آنالیز هزینه‌ها برای چهار حالت مسئله بررسی شده ارائه شده است. واضح است که در مرحله به مرحله هزینه‌های بهره‌برداری (تابع هدف مسئله) با توجه به استراتژی موجود کاهش پیدا می‌کند. به نحوی که هزینه کل در مرحله دوم و سوم نسبت به مرحله اول به ترتیب ۹ درصد و ۱۳ کاهش می‌یابد. همچنین پس از اعمال همه ابزارهای موجود جهت مدیریت بهینه انرژی در مرحله چهارم، هزینه کل حدود ۲۵ درصد کاهش می‌یابد. لازم به ذکر است که با توجه به پایین‌تر بودن هزینه سوخت واحدهای DG نسبت به قیمت برق، تقریباً در تمام حالات سعی شده در صورت نیاز از ماکزیم ظرفیت آن‌ها استفاده می‌شود.

جدول (۱): هزینه‌های بهره‌برداری به تفکیک در چهار حالت مسئله

هزینه‌های موجود در تابع هدف (دلار)	حالت ۱	حالت ۲	حالت ۳	حالت ۴
هزینه خرید توان از شبکه بالادست	۵۹.۹۵۰	۵۴.۰۳۳	۵۱.۷۷۳	۴۵.۳۰۱
هزینه تولید توان توسط واحدهای فسیلی	۴.۵۰۰	۴.۵۰۰	۴.۱۵۵	۴.۴۸۵
هزینه روشن و خاموش کردن واحدهای فسیلی	۶۵۰	۶۵۰	۶۵۰	۵۵۰
هزینه کل	۶۵.۱۰۰	۵۹.۱۸۳	۵۶.۵۷۸	۵۰.۳۳۶

۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله یک مدل خطی دو مرحله‌ای ارائه شده است. در مرحله اول، یک برنامه‌ریزی ساعتی یک روز جلوتر بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت برای NMGs صورت می‌گیرد. در مرحله دوم عدم قطعیت هر MG در بهره‌برداری NMGs در زمان واقعی در نظر گرفته می‌شود. سناریوهای عدم قطعیت در تولید انرژی باد، خورشید و تقاضا با استفاده از توابع توزیع احتمال از شبیه‌سازی مونت کارلو بدست می‌آیند که سناریوهای نماینده با یک روش کاهش سناریو انتخاب می‌شوند. همچنین مدیریت و کنترل بار با استفاده از DRP می‌باشد. راهکار پاسخ به تقاضای پیشنهاد شده برای MGS با سه سطح از بار مفروض می‌باشد که فقط سطح غیر بحرانی بار MGS بر اساس سود اقتصادی شبکه قابلیت کنترل پذیری دارد. هدف اصلی مدل دو مرحله‌ای پیشنهاد شده مدیریت بهینه انرژی مبتنی بر اثر بخشی اقتصادی و با کارایی مناسب شبکه می‌باشد. در این مقاله برای مشاهده تاثیرات استراتژی‌های مورد استفاده در عملکرد شبکه، چهار حالت برای موارد مختلف بهره‌برداری در نظر گرفته شده است و نتایج حاصل از مطالعه این چهار حالت با هم مقایسه شده است. برای این چهار حالت دوره زمانی ۲۴ ساعت مد نظر می‌باشد که در این حالت شبکه و کنترل آن مرحله به مرحله دقیق‌تر می‌شود. واضح است که در مرحله به مرحله هزینه‌های بهره‌برداری (تابع هدف مسئله) با توجه به استراتژی موجود کاهش پیدا می‌کند. به نحوی که در مرحله چهارم و پس از اعمال همه ابزارهای موجود جهت مدیریت بهینه انرژی (شامل منابع تجدیدپذیر، سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی و برنامه‌ریزی پاسخ به تقاضا)، هزینه کل حدود ۲۵ درصد کاهش می‌یابد.

مراجع

- [1] M. M. dos Anjos, D. R. Tenenwurcel, L. A. Santos, W. R. Ferreira, A. L. Costa, and E. Pereira, "Low Carbon Transition through Renewables Sources—An Overview of the Renewable Energy Program in the State of Minas Gerais," *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, vol. 8, pp. 252-267, 2020, <https://doi.org/10.13044/j.sdewes.d7.0295>.
- [2] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of power system economics*: John Wiley & Sons, 2018, <https://doi.org/10.1002/0470020598>.
- [3] K. Jalilpoor, R. Khezri, A. Mahmoudi, and A. Oshnoei, "Optimal sizing of energy storage system," in *Variability, Scalability and Stability of Microgrids*, ed: Institution of Engineering and Technology, 2019, pp. 263-289, https://doi.org/10.1049/PBPO139E_ch8.
- [4] S. Kakran and S. Chanana, "Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 524-535, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.045>.
- [5] A. Senthilvadivu, K. Gayathri, and K. Asokan, "Exchange Market algorithm based Profit Based Unit Commitment for GENCOs Considering Environmental Emissions," *Int. J. Appl. Eng. Res.*, vol. 13, pp. 14997-15010, 2018.
- [6] M. Rahmani, S. H. Hosseinian, and M. Abedi, "Stochastic two-stage reliability-based Security Constrained Unit Commitment in smart grid environment," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 22, p. 100348, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.segan.2020.100348>.
- [7] K. Jalilpoor, A. Oshnoei, B. Mohammadi-Ivatloo, and A. Anvari-Moghaddam, "Network hardening and optimal placement of microgrids to improve transmission system resilience: A two-stage linear program," *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 224, p. 10.8536, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.res.2022.108536>.
- [8] C. Zhang and L. Yang, "Distributed AC security-constrained unit commitment for multi-area interconnected power systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 211, p. 108197, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.epr.2022.108197>.
- [9] A. Creti and F. Fontini, *Economics of electricity: Markets, competition and rules*: Cambridge University Press, 2019, <https://doi.org/10.1017/9781316884614>.



- [10] D. Putz, D. Schwabeneder, H. Auer, and B. Fina, "A comparison between mixed-integer linear programming and dynamic programming with state prediction as novelty for solving unit commitment", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 125, p. 106426, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106426>.
- [11] K. Jalilpoor, M. T. Ameli, S. Azad, and Z. Sayadi, "Resilient energy management incorporating energy storage system and network reconfiguration: A framework of cyber-physical system," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 17, pp. 1734-1749, 2023, <https://doi.org/10.1049/gtd2.12478>.
- [12] M. T. Ameli, K. Jalilpoor, M. M. Amiri, and S. Azad, "Reliability analysis and role of energy storage in resiliency of energy systems," in *Energy Storage in Energy Markets*, ed: Elsevier, 2021, pp. 399-416, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820095-7.00011-X>.
- [13] W. Abdulrazzaq Oraibi, B. Mohammadi-Ivatloo, S. H. Hosseini, and M. Abapour, "Multi Microgrid Framework for Resilience Enhancement Considering Mobile Energy Storage Systems and Parking Lots," *Applied Sciences*, vol. 13, p. 1285, 2023, <https://doi.org/10.3390/app13031285>.
- [14] S. S. K. R. Vaka and S. K. Matam, "Optimal sizing of hybrid renewable energy systems for reliability enhancement and cost minimization using multiobjective technique in microgrids," *Energy Storage*, vol. 5, p. e4.19, 2023, <https://doi.org/10.1002/est2.419>.
- [15] N. Kumar, S. Dahiya, and K. Singh Parmar, "Multi-objective Economic Emission Dispatch Optimization Strategy Considering Battery Energy Storage System in Islanded Microgrid," *Journal of Operation and Automation in Power Engineering*, 2023, <https://doi.org/10.22098/joape.2023.11399.1852>.
- [16] A. Bhatt and W. Ongsakul, "Optimal techno-economic feasibility study of net-zero carbon emission microgrid integrating second-life battery energy storage system," *Energy Conversion and Management*, vol. 266, p. 115825, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115825>.
- [17] M. Majidi and S. Nojavan, "Optimal sizing of energy storage system in a renewable-based microgrid under flexible demand side management considering reliability and uncertainties," *Journal of Operation and Automation in Power Engineering*, vol. 5, pp. 205-214, 2017, <https://doi.org/10.22098/joape.2017.3356.1268>.
- [18] N. Nasiri, M. R. Banaei, and S. Zeynali, "A hybrid robust-stochastic approach for unit commitment scheduling in integrated thermal electrical systems considering high penetration of solar power," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 49, p. 101756, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101756>.
- [19] B. Dey, S. Misra, and F. P. G. Marquez, "Microgrid system energy management with demand response program for clean and economical operation," *Applied Energy*, vol. 334, p. 120717, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120717>.
- [20] R. Mannini, J. Eynard, and S. Grieu, "A survey of recent advances in the smart management of microgrids and networked microgrids," *Energies*, vol. 15, p. 7009, 2022, <https://doi.org/10.3390/en15197009>.
- [21] K. Jalilpoor, S. Nikkhah, M. S. Sepasian, and M. G. Aliabadi, "Application of precautionary and corrective energy management strategies in improving networked microgrids resilience: A two-stage linear programming," *Electric Power Systems Research*, vol. 204, p. 107704, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107704>.
- [22] H. Xie, X. Teng, Y. Xu, and Y. Wang, "Optimal energy storage sizing for networked microgrids considering reliability and resilience," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 86336-86348, 2019, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2922994>.
- [23] A. Soroudi, *Power system optimization modeling in GAMS* vol. 78: Springer, 2017, <https://doi.org/10.1007/978-3-319-62350-4>.
- [24] A. Nafisi, R. Arababadi, A. Moazami, and K. Mahapatra, "Economic and emission analysis of running emergency generators in the presence of demand response programs," *Energy*, vol. 255, p. 124529, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124529>.
- [25] M. H. Imani, P. Niknejad, and M. Barzegaran, "Implementing Time-of-Use Demand Response Program in microgrid considering energy storage unit participation and different capacities of installed wind power," *Electric Power Systems Research*, vol. 175, p. 105916, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.105916>.
- [26] A. Soroudi, M. Aien, and M. Ehsan, "A probabilistic modeling of photo voltaic modules and wind power generation impact on distribution networks," *IEEE Systems Journal*, vol. 6, pp. 254-259, 2011, <https://doi.org/10.1109/JSYST.2011.2162994>.
- [27] S. Nikkhah, K. Jalilpoor, E. Kianmehr, and G. B. Gharehpetian, "Optimal wind turbine allocation and network reconfiguration for enhancing resiliency of system after major faults caused by natural disaster considering uncertainty," *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, pp. 1413-1423, 2018, <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5237>.
- [28] S. S. Fazlhashemi, M. Sedighzadeh, and M. E. Khodayar, "Day-ahead energy management and feeder reconfiguration for microgrids with CCHP and energy storage systems," *Journal of Energy Storage*, vol. 29, p. 101301, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101301>.
- [29] F. Zheng, X. Meng, L. Wang, and N. Zhang, "Operation Optimization Method of Distribution Network with Wind Turbine and Photovoltaic Considering Clustering and Energy Storage," *Sustainability*, vol. 15, p. 2184, 2023, <https://doi.org/10.3390/su15032184>.
- [30] G. Alkhatay and R. Mehmood, "A review and taxonomy of wind and solar energy forecasting methods based on



deep learning," *Energy and AI*, vol. 4, p. 100060, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2021.100060>.

- [31] M. Sedighzadeh, S. S. Fazlhashemi, H. Javadi, and M. Taghvaei, "Multi-objective day-ahead energy management of a microgrid considering responsive loads and uncertainty of the electric vehicles," *Journal of Cleaner Production*, p. 121562, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121562>.
- [32] E. Mortaz and J. Valenzuela, "Microgrid energy scheduling using storage from electric vehicles," *Electric Power Systems Research*, vol. 143, pp. 554-562, 2017, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.062>.

زیر نویس ها

-
- 1 Microgrid (MG)
 - 2 Cost-based unit commitment (CBUC)
 - 3 Security-constrained unit commitment (SCUC)
 - 4 Independent system operator (ISO)
 - 5 Energy storage systems (ESS)
 - 6 Controllable distributed generators (CDG)
 - 7 Wind turbines (WT)
 - 8 Photovoltaic cells (PVC)
 - 9 Demand response program (DRP)
 - 10 Networked microgrids (NMGs)
 - 11 Renewable distributed generators (RDG)
 - 12 Monte Carlo simulation
 - 13 Deterministic problem
 - 14 Operating costs
 - 15 State of charge (SOC)
 - 16 Weibull distribution
 - 17 Rated power
 - 18 Beta distribution
 - 19 Probability distribution function (PDF)
 - 20 Shut-down
 - 21 Start-up
 - 22 Mixed integer programming (MIP)
 - 23 General Algebraic Modeling System (GAMS)

