



Technovations of Electrical Engineering in Green Energy System

Research Article

(2024) 3(1):35-57

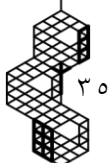
Techno-Economic Modelling of a Resilience Enhancement Strategy Based on Multi-microgrid Operational Capabilities

Samira Salahi¹, Ph.D. student, Navid Rezaei¹, Associate Professor, Jamal Moshtagh¹, Professor¹ Department of Electrical Engineering, University of Kurdistan, Sanandaj, Iran.

Abstract:

The increasing growth of natural disasters and cyber-physical attacks has made developing resilience enhancement strategies for distribution networks become a significant challenge for researchers. Hence, in this paper, a black-start strategy based on multi-microgrids capability is presented in two layers of preventive and corrective measures within a hierarchical centralized energy management framework. The preventive measures layer is based on the regulation of black-start bilateral contracts between the active distribution network operator and the multi-microgrids owner, as well as the regulation of demand response contracts between the multi-microgrids owner and the microgrid response loads. The corrective measures layer includes islanding of microgrids during events, calling of responsive loads, and finally economic-resilient operational planning of the active distribution network in order black-start the distribution system. The developed model is formulated in the framework of hierarchical centralized energy management using an L_p -metric-based multi-objective optimization approach, then it is solved by the DICOPT solver in the GAMS package. The effectiveness of the proposed black-start strategy is investigated by evaluating the supplied load as a resilience index on the modified IEEE 33-bus distribution network. The recovery of all the curtailed load of the distribution system after utilizing the proposed strategy indicates the efficiency of the proposed strategy.

Keywords: HILP events, Resilience enhancement, Black-start services, Bilateral contract, Multi-microgrids.

Received: 20 September 2023**Revised:** 23 November 2023**Accepted:** 02 December 2023**Corresponding Author:** Dr. Jamal Moshtagh, j.moshtagh@uok.ac.irDOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2023.1996973.1094>



مقاله پژوهشی

فناوری‌های نوین مهندسی برق در سیستم انرژی سبز

مدل‌سازی فنی - اقتصادی یک استراتژی تقویت تاب‌آوری با اتکا به قابلیت‌های عملیاتی ریزشبکه‌های چندگانه

سمیرا صلاحی^۱، دانشجوی دکتری، نوید رضایی^۱، دانشیار، جمال مشتاق^۱، استاد

۱- گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه کردستان، سنندج، ایران.

چکیده: رشد فزاینده حوادث طبیعی و حملات فیزیکی-سایبری موجب شده است تا توسعه استراتژی‌های تقویت تاب‌آوری به یکی از چالش‌های اصلی پژوهشگران تبدیل شود. از این‌رو در این مقاله یک استراتژی تقویت تاب‌آوری شبکه‌های توزیع فعال مبتنی بر پتانسیل ریزشبکه‌های چندگانه در دو لایه اقدامات پیشگیرانه و اقدامات اصلاحی در چارچوب مدیریت انرژی متمرکز سلسله‌مراتبی ارائه شده است. لایه اقدامات پیشگیرانه مبتنی بر انعقاد قراردادهای دوجانبه ارائه خدمات خروج از خاموشی بین مالک ریزشبکه‌های چندگانه و بهره‌بردار شبکه توزیع فعال و همچنین انعقاد قراردادهای پاسخگویی بار بین مالک ریزشبکه‌های چندگانه و بارهای پاسخگوی ریزشبکه‌ها می‌باشد. لایه اقدامات اصلاحی مبتنی بر جزیره‌سازی ریزشبکه‌ها در زمان وقوع حادثه، فراخوانی بارهای پاسخگو و سپس برنامه‌ریزی عملیاتی اقتصادی-تاب‌آور شبکه توزیع فعال پس از حادثه به منظور خروج از خاموشی شبکه توزیع می‌باشد. مدل توسعه داده شده توسط رویکرد بهینه‌سازی چندهدفه مبتنی بر LP-Metric در چارچوب مدیریت انرژی سلسله‌مراتبی فرمول‌بندی شده و با استفاده از حل‌کننده DICOPT در نرم‌افزار GAMS حل شده است. کارایی و اثربخشی استراتژی خروج از خاموشی پیشنهادی با ارزیابی بار تأمین‌شده به‌عنوان شاخص تاب‌آوری بر روی شبکه توزیع فعال ۳۳ شین اصلاح‌شده IEEE بررسی شده است. بازیابی تمام بارهای خاموش سیستم توزیع پس از به‌کارگیری استراتژی پیشنهادی به‌خوبی کارایی استراتژی خروج از خاموشی پیشنهادی را تأیید می‌کند.

واژه‌های کلیدی: حوادث HILP، تقویت تاب‌آوری، خدمات خروج از خاموشی، قرارداد دوجانبه، ریزشبکه‌های چندگانه.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۲/۰۶/۲۹

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۰۹/۰۲

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۰۹/۱۱

نویسنده‌ی مسئول: دکتر جمال مشتاق، j.moshtagh@uok.ac.irDOI: <http://dx.doi.org/10.30486/teeges.2023.1996973.1094>

۱-۱- ضرورت تحقیق

در سال‌های اخیر وقوع حوادث و پدیده‌هایی که عمدتاً ناشی از حوادث طبیعی یا حملات سایبری- فیزیکی بوده‌اند، عملکرد سیستم‌های قدرت در جهان را به شدت تحت تأثیر قرار داده‌اند. در ادبیات این‌گونه حوادث را حوادث با اثر بالا و احتمال پایین (HILP^۱) می‌نامند. هر حادثه HILP با توجه به نوع و شدت حادثه می‌تواند تأثیرات متمایزی بر عملکرد سیستم‌های قدرت داشته باشد. برای مثال، زلزله، گردباد و طوفان معمولاً منجر به خرابی کابل‌های زیرزمینی، تیرهای انتقال و خطوط هوایی سیستم قدرت می‌شوند. در حالی که، حوادث سایبری کانال‌های مخابراتی و مراکز کنترل سیستم قدرت را تحت تأثیر قرار می‌دهند [۱]. از طرفی، خاموشی‌های بزرگ سیستم قدرت به دنبال وقوع حوادث HILP منجر به خسارت‌های اقتصادی و کاهش رفاه اجتماعی می‌شود. در گزارشی که توسط دانشگاه کمبریج منتشر شده است، هزینه حملات سایبری به سیستم برق ایالات متحده بین ۲۴۳ میلیارد تا ۱ تریلیون دلار برآورد شده است [۲]. همچنین یک مطالعه در ایالات متحده هزینه تعدیل شده سالانه قطع برق مربوط به حوادث طبیعی را حدود ۲۵ تا ۷۰ میلیارد دلار برآورد کرده است [۳]. از این رو، تقویت تاب‌آوری سیستم‌های قدرت در برابر حوادث HILP برای پیشگیری از ضررهای اقتصادی ناشی از شکست سیستم‌های قدرت به شدت مورد نیاز است. لذا، در این تحقیق یک استراتژی پیشگیرانه- اصلاحی تقویت تاب‌آوری مبتنی بر خدمات خروج از خاموشی ریزشکبه‌های چندگانه (MMG^۲ها) با تکیه بر امکانات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری شبکه‌های توزیع فعال توسعه داده می‌شود.

۱-۲- مرور ادبیات

تاب‌آوری در ادبیات به‌عنوان قابلیت بازیابی سیستم قدرت تحت تأثیر حوادث HILP تعریف شده است [۳]. در حقیقت، تاب‌آوری سیستم قدرت به توانایی شبکه در تحمل اختلالات ناشی از حوادث HILP و بازگشت به شرایط بهره‌برداری عادی با تلاش برای کاهش اثرات مخرب این‌گونه حوادث بدون یا با حداقل تداخل خارجی اشاره دارد [۴]. تقویت تاب‌آوری یک فرآیند پویا است که شامل آماده‌سازی قبل از حوادث، بهره‌برداری در حین حوادث و پاسخ بعد از حوادث شدید می‌باشد [۵]. مرجع [۲] مروری جامع بر تاب‌آوری سیستم‌های قدرت و عملکرد ریزشکبه‌ها در تقویت تاب‌آوری ارائه می‌دهد. همچنین این تحقیق، تعاریف، ویژگی‌ها، چارچوب‌ها و معیارهای تاب‌آوری سیستم‌های قدرت را ارائه داده است. در مرجع [۶]، مروری جامع بر جدیدترین تحقیقات در زمینه تاب‌آوری شبکه‌های توزیع برق ارائه شده است. تعاریف، ویژگی‌ها، و کمی‌سازی معیارهای تاب‌آوری در این مقاله مورد بحث قرار گرفته‌اند. همچنین در این مقاله اقدامات مختلف از جمله عملکرد ریزشکبه‌ها در تقویت تاب‌آوری شبکه‌های توزیع، مانند حالت جزیره‌ای دفاعی، بازیابی سرویس و تشکیل شبکه بررسی شده است. در ادامه تعدادی از استراتژی‌های تقویت تاب‌آوری ارائه‌شده در ادبیات به‌صورت خلاصه مرور می‌شود.

در ادبیات راهکارهای متفاوتی جهت تقویت تاب‌آوری سیستم‌های قدرت پیشنهاد شده است که می‌توان از آن‌ها با عنوان استراتژی‌های تقویت تاب‌آوری یاد کرد. استراتژی‌های تقویت تاب‌آوری از دیدگاه افق زمانی به دو دسته کاربردی "اقدامات اصلاحی" و "اقدامات پیشگیرانه" تقسیم می‌شوند. از جمله اقدامات پیشگیرانه می‌توان به زیرزمینی کردن خطوط انتقال و توزیع [۷]، مقاوم‌سازی خطوط [۸]، مقاوم‌سازی تیرها [۹]، تغییر مسیر خطوط انتقال به مناطق با منبع بیشتر [۷]، و مدیریت پوشش گیاهی [۹] اشاره کرد. حفاظت ناحیه وسیع [۷]، حفاظت و کنترل خودکار [۲]، کلیدزنی بهینه [۱۰]، تشکیل ریزشکبه‌ها [۱۱]، توزیع تیم‌های تعمیر [۱۲]، بازآرایی بهینه [۱۳]، پاسخگویی بار [۱۴]، به‌کارگیری باتری‌های سیار [۱۵]، به‌کارگیری ژنراتورهای پشتیبان [۱۶]، به‌کارگیری منابع توان سیار [۱۷] و تعهد واحد مبتنی بر تاب‌آوری [۱۷] در دسته اقدامات اصلاحی جای می‌گیرند.

شهبازی و همکاران در [۱۸] یک استراتژی تقویت تاب‌آوری مبتنی بر جایابی بهینه DGها، مقاوم‌سازی خطوط اتصال و بازآرایی بهینه شبکه‌های توزیع در برابر زلزله و سیل ارائه کرده‌اند. در این تحقیق کمیته‌سازی مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری، تعمیر روزانه و بهره‌برداری شبکه به‌عنوان تابع هدف توسط رویکرد برنامه‌ریزی تصادفی مبتنی بر سناریو محقق شده است. نیکخواه و همکاران در [۱۹] یک استراتژی تقویت تاب‌آوری مبتنی بر هماهنگی تخصیص بهینه توربین بادی و بازآرایی بهینه به‌منظور تقویت تاب‌آوری شبکه توزیع در مواجهه با بلاای طبیعی پیشنهاد داده‌اند. مدل ارائه‌شده به کمیته‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری و مقاوم‌سازی در چارچوب بهینه‌سازی تصادفی دومرحله‌ای می‌پردازد. برقی و همکاران در [۲۰]، از استراتژی کلیدزنی بهینه در جهت ارتقای تاب‌آوری یک ریزشکبه متشکل



از واحدهای تولید توان قابل توزیع، منابع انرژی تجدیدپذیر، سیستم‌های ذخیره انرژی بهره گرفته‌اند. در این مقاله کمیته‌سازی ظرفیت واحدهای تولید توان قابل توزیع و درعین حال بیشینه‌سازی تاب‌آوری با استفاده از یک تکنیک بهینه‌سازی مقاوم چندهدفه محقق شده است. نقش مشارکت خودروهای برقی در تسهیل و تسریع فرآیند خروج از خاموشی شبکه توزیع با اهداف کمیته‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری ریزش‌بکه‌ها و بارزدایی شبکه توزیع در [۲۱] بررسی شده است.

از میان استراتژی‌های تقویت تاب‌آوری ارائه‌شده در مقالات، بهره‌گیری از قابلیت ریزش‌بکه‌ها بیش از سایر راهکارها مورد توجه پژوهشگران قرار گرفته است. در این رابطه یک استراتژی دومرحله‌ای بازیابی بارهای بحرانی شبکه‌های توزیع مبتنی بر تشکیل ریزش‌بکه‌ها در شرایط اضطراری در [۲۲] توسعه داده شده است. استراتژی پیشنهادی از قابلیت‌های پاسخگویی بار ریزش‌بکه‌ها همراه با بازآرایی بهینه سیستم در جهت بازیابی بارهای بحرانی پس از وقوع حوادث شدید استفاده می‌کند. موسوی زاده و همکاران در [۱۴]، تشکیل بهینه ریزش‌بکه‌های پویا و مناطق خدماتی آن‌ها را با استفاده از یک چارچوب دومرحله‌ای مبتنی بر برنامه‌ریزی تصادفی باهدف بیشینه‌سازی بازیابی بارهای شبکه توزیع در مواجهه با بلایای طبیعی بررسی کرده‌اند. در [۲۳] بارهای بحرانی شبکه توزیع پس از وقوع خاموشی‌های متأثر از بلایای طبیعی با استفاده از پتانسیل ریزش‌بکه‌ها بازیابی شده‌اند. در این مقاله، بیشینه‌سازی انرژی تأمین‌شده برای بارهای بحرانی توأم با کمیته‌سازی تغییرات ولتاژ در حین بازیابی با استفاده از رویکرد بهینه‌سازی چندهدفه تصادفی شانس محور دومرحله‌ای ارائه‌شده محقق شده است. گیلانی و همکاران در [۲۴] یک استراتژی تقویت تاب‌آوری مبتنی بر تشکیل ریزش‌بکه‌ها و برنامه‌های پاسخگویی بار شامل بارهای قابل انتقال، قابل قطع، و شیفت‌پذیر با استفاده از بهینه‌سازی تصادفی سناریو محور چندهدفه با اهداف کمیته‌سازی بار تأمین‌نشده و هزینه‌های بهره‌برداری شبکه توزیع توسعه داده‌اند. یونسی و همکاران در [۲۵] یک مدل جدید بهره‌برداری تاب‌آورانه ریزش‌بکه را با اهداف کمیته‌سازی توأمان هزینه‌های بهره‌برداری و معیار تاب‌آوری با استفاده از بهینه‌سازی چندهدفه مبتنی بر رویکرد L_p -Metric توسعه داده‌اند. اریف و وانگ در [۲۶] پتانسیل ریزش‌بکه‌های شبکه‌ای در بیشینه‌سازی بازیابی بارهای شبکه توزیع در زمان وقوع حوادث HILP را به دو روش کنترل متمرکز و کنترل غیرمتمرکز بررسی و نتایج را باهم مقایسه کرده‌اند. نتایج نشان می‌دهد که رویکرد متمرکز به‌واسطه تعاملات بیشتر و بهتر بین ریزش‌بکه‌ها و شبکه توزیع می‌تواند در تسهیل بازیابی بارهای شبکه توزیع مؤثرتر باشد.

۱-۳- شکاف‌های تحقیق و نوآوری‌ها

مروری بر ادبیات تحقیق جنبه‌های مهمی از مسئله تقویت تاب‌آوری شبکه‌های توزیع را که تاکنون به آن‌ها پرداخته نشده است آشکار کرد. با توجه به مرور ادبیات، شکاف‌های اصلی حوزه تحقیق به همراه راهکارهای ارائه‌شده در این مقاله به شرح زیر خلاصه می‌شوند:

- (۱) اکثر تحقیقات گذشته، استراتژی‌های تقویت تاب‌آوری را با تمرکز بر یک نوع خاص از حوادث HILP توسعه داده‌اند. درحالی‌که ممکن است اینگونه استراتژی‌هایی در صورت وقوع حادثه‌ای از جنس دیگر کارایی نداشته باشند. در این راستا، ارائه استراتژی‌های تقویت تاب‌آوری به‌صورت جامع و مستقل از نوع و شدت حادثه می‌تواند راهگشا باشد. این مقاله خروج پست فوق توزیع را به‌عنوان یک حادثه HILP در نظر گرفته است. از آنجایی‌که خروج پست فوق توزیع می‌تواند در اثر حوادث طبیعی و یا حملات سایبری-فیزیکی رخ دهد، استراتژی تقویت تاب‌آوری ارائه‌شده در این مقاله مستقل از نوع حادثه می‌باشد و می‌تواند برای انواع حوادث HILP با اثرگذاری و شدت مشابه مؤثر باشد.
- (۲) بیشتر استراتژی‌های تقویت تاب‌آوری ارائه‌شده در تحقیقات پیشین وابسته به تجهیزات خارج از شبکه مانند خودروهای برقی یا منابع سیار می‌باشند، که علاوه بر چالش‌های مرتبط با بحث مسیریابی این‌گونه تجهیزات، در دسترس نبودن زیرساخت جاده‌ای به دلیل وقوع حوادث طبیعی مثل سیل، زلزله و یا رانش زمین از ارزش این‌گونه راهکارهای تقویت تاب‌آوری می‌کاهد. از این‌رو، دستیابی به یک استراتژی خروج از خاموشی کاربردی با ادغام تمام امکانات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری سیستم‌های قدرت که هیچ‌گونه وابستگی به تجهیزاتی خارج از شبکه نداشته باشد هنوز چالش‌برانگیز است. لذا، در این تحقیق یک استراتژی پیشگیرانه-اصلاحی تقویت تاب‌آوری مبتنی بر خدمات خروج از خاموشی با تکیه بر امکانات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری شبکه‌های توزیع فعال پیشنهاد می‌شود.
- (۳) بیشتر پژوهش‌های پیشین روی اقدامات پیشگیرانه مبتنی بر سخت‌افزار تمرکز داشته‌اند و از اقدامات مبتنی بر نرم‌افزار غافل شده‌اند. درحالی‌که اقدامات پیشگیرانه مبتنی بر نرم‌افزار پیاده‌سازی راحت‌تر و اقتصادی‌تر دارند. لذا، در این مقاله تنظیم قراردادهای دوجانبه خدمات خروج از خاموشی بین مالک ریزش‌بکه‌های چندگانه ($MMGsO^3$) و بهره‌بردار شبکه توزیع فعال (DNO^4) پیش از حادثه به‌عنوان یک اقدام پیشگیرانه مبتنی بر نرم‌افزار ارائه می‌شود.



۴) در اکثر مطالعات پیشین هیچ سازوکار اقتصادی برای جبران مادی خدمات ارائه شده توسط ریزش شبکه‌ها در نظر گرفته نشده است. در حالی که، عدم توجه به مالکیت خصوصی این منابع موجب عدم کارایی چنین طرح‌هایی در واقعیت می‌شود. در پاسخ به این چالش، در این مقاله مشارکت ریزش شبکه‌ها در فرآیند خروج از خاموشی در ازای دریافت هزینه صورت می‌گیرد.

۵) در بیشتر مطالعات پیشین مسئله تقویت تاب‌آوری به صورت تک هدفه و از دیدگاه سرمایه‌گذار یا بهره‌بردار حل شده است. در حالی که استراتژی‌های تقویت تاب‌آوری بدون در نظر گرفتن منافع اقتصادی مالکان ریزش شبکه‌ها، منابع تولید پراکنده و بارهای پاسخگو در شرایط واقعی از کارایی لازم برخوردار نخواهد بود. لذا، در تدوین استراتژی‌های خروج از خاموشی مبتنی بر ریزش شبکه‌ها ایجاد توازن بین هزینه‌های بهره‌بردار سیستم توزیع (DSO⁵) و سود MMGsO ضروری است. لذا، در این مقاله در چارچوب بهینه‌سازی چندهدفه، یک استراتژی تقویت تاب‌آوری با تمرکز بر اهداف کمینه‌سازی هزینه‌های DSO و بیشینه‌سازی سود MMGsO توسعه داده می‌شود.

با توجه به چالش‌های تحقیق، این مقاله بر شکاف‌های ذکر شده تمرکز می‌کند و یک استراتژی پیشگیرانه-اصلاحی تقویت تاب‌آوری مبتنی بر خدمات خروج از خاموشی را توسعه می‌دهد. لایه اقدامات پیشگیرانه مبتنی بر قراردادهای دوجانبه خدمات خروج از خاموشی منعقدشده بین DNO و MMGsO می‌باشد. لایه اقدامات اصلاحی مبتنی بر جزیره‌سازی ریزش شبکه‌ها در زمان وقوع حادثه HILP و ارائه خدمات خروج از خاموشی توسط MMGsO پس از کسب آمادگی‌های لازم در ریزش شبکه‌ها جهت اتصال مجدد به شبکه توزیع با هدف بازیابی بارهای ازدست‌رفته سیستم توزیع می‌باشد. در حالی که، کارایی این ترکیب خاص از اقدامات پیشگیرانه و اصلاحی تقویت تاب‌آوری شبکه‌های توزیع در ادبیات تحقیق بررسی نشده است. از این پس استراتژی تقویت تاب‌آوری پیشنهادی به‌عنوان "استراتژی پیشگیرانه-اصلاحی مبتنی بر خدمات خروج از خاموشی (P-CSBS⁶)" نامیده می‌شود.

مهم‌ترین نوآوری‌های این تحقیق را از نظر جنبه‌های متفاوت یک طرح مدیریت خاموشی تاب‌آورانه می‌توان به صورت زیر لیست کرد:

- ✓ توسعه یک استراتژی پیشگیرانه-اصلاحی تقویت تاب‌آوری مبتنی بر ارائه خدمات خروج از خاموشی ریزش شبکه‌های چندگانه.
- ✓ به‌کارگیری قراردادهای دوجانبه ارائه خدمات خروج از خاموشی به‌عنوان یک اقدام پیشگیرانه تقویت تاب‌آوری.
- ✓ بازیابی بارهای ازدست‌رفته سیستم توزیع از طریق به‌کارگیری تمام قابلیت‌های ریزش شبکه‌ها به‌عنوان یک اقدام اصلاحی.
- ✓ قابلیت اجرای استراتژی P-CSBS پیشنهادی تحت هر حادثه به دلیل عدم وابستگی آن به نوع و شدت حادثه HILP.

ادامه این مقاله به صورت زیر سازمان‌دهی شده است: چارچوب استراتژی P-CSBS پیشنهادی در بخش ۲ توضیح داده می‌شود. بخش ۳ فرمولاسیون استراتژی P-CSBS پیشنهادی را تشریح می‌کند. در بخش ۴، سیستم آزمون معرفی شده است. نتایج عددی و نتیجه‌گیری نیز به ترتیب در بخش‌های ۵ و ۶ ذکر شده‌اند.

۲- روش تحقیق

۲-۱- توصیف سیستم

استراتژی P-CSBS پیشنهادی بر روی یک شبکه توزیع ۳۳ شین IEEE که مطابق شکل ۱ دارای سه ریزش شبکه و چندین باس فاقد هرگونه تأسیسات تولید در محل می‌باشد، آزمایش می‌شود. ریزش شبکه‌ها توسط منابع تولید پراکنده مثل میکروتوربین، پنل‌های فتوولتائیک، توربین بادی و تجهیزات ذخیره‌ساز انرژی مثل باتری تجهیز شده‌اند. علاوه بر این، جهت ارتقای توان عملیاتی ریزش شبکه‌ها در تأمین توان بلک‌استارت موردنیاز در شرایط اضطراری از واحدهای پاسخگویی بار به‌عنوان یک منبع تولید توان مجازی استفاده شده است.

۲-۲- چارچوب استراتژی P-CSBS پیشنهادی

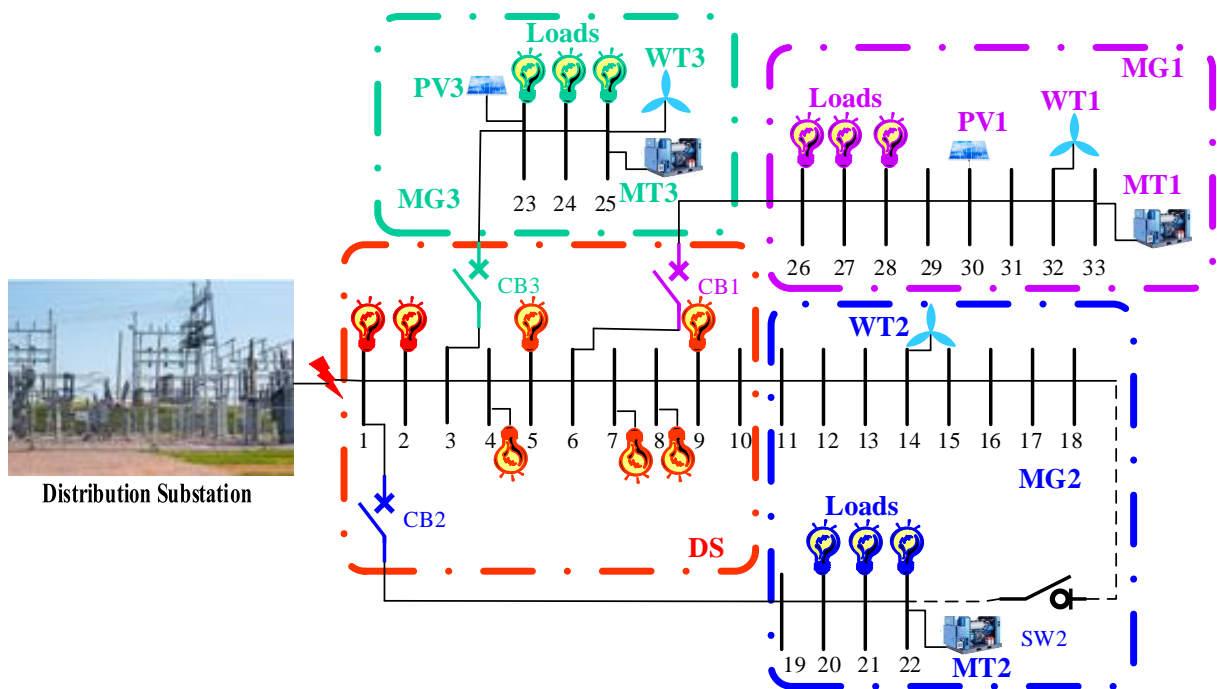
۲-۲-۱- لایه اول: اقدامات پیشگیرانه

لایه اقدامات پیشگیرانه مبتنی بر قراردادهای دوجانبه خدمات خروج از خاموشی منعقدشده بین DNO و MMGsO می‌باشد. به‌طور کلی بهره‌برداران شبکه‌های الکتریکی اروپایی به یک رویکرد مشترک برای خدمات خروج از خاموشی پایبند نیستند. در حقیقت، طرح‌های ارائه خدمات جانبی شامل منبع و قیمت ارائه خدمات در کشورهای مختلف متفاوت است. بسته به وضعیت فعلی شبکه (نیاز به خدمات

خروج از خاموشی و سطوح رقابت) می‌توان خدمات خروج از خاموشی را از طریق روش‌های مختلفی در برخی کشورها ارائه کرد. علاوه بر این، بهره‌برداران شبکه‌های الکتریکی به دلیل نیازهای مشترکین، الزامات فنی و سطوح رقابت، تمایل به قراردادهای خروج از خاموشی برای دوره‌های چندساله دارند. خدمات خروج از خاموشی نیز با استفاده از روش‌های مختلف، مانند قیمت‌های تنظیم‌شده، قیمت‌های توافقی دوجانبه یا قیمت پیشنهادی در مناقصه قیمت‌گذاری می‌شوند. علاوه بر این، پرداخت پاداش به دلیل در دسترس بودن خدمات خروج از خاموشی برای همه روش‌ها رایج است. قیمت یک سرویس خروج از خاموشی می‌تواند شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای خرید و نصب تجهیزات و هزینه‌های عملیاتی برای تعمیر و نگهداری آن در طول قرارداد باشد. در این مقاله، قیمت خدمات خروج از خاموشی مطابق معادله (۱) بر مبنای پاداش اجرای قرارداد، هزینه تمام‌شده تولید انرژی (LCOE⁷)، به‌علاوه مشوق‌هایی برای جبران فرصت ازدست‌رفته حضور مالک ریزشبکه‌های چندگانه در بازارهای روز آینده یا بلندمدت تعیین می‌شود.

$$C_m^{BS} = LCOE_m + C_m^{Contract} + C^{Max-RT} + C^{Max-DA} \quad (1)$$

در اینجا، $LCOE_m$ هزینه تمام‌شده تولید انرژی برای ریزشبکه m می‌باشد، در حالی که $C_m^{Contract}$ معرف قیمت پایه پیشنهادی هر ریزشبکه برای اخذ قرارداد خدمات خروج از خاموشی موردنظر می‌باشد. علاوه بر این، C^{Max-RT} و C^{Max-DA} به‌عنوان مبالغ تشویقی جهت تشویق سرمایه‌گذاران به شرکت در قراردادهای ارائه خدمات خروج از خاموشی به فرمولاسیون قیمت توان بلک استارت افزوده شده‌اند. بطوری‌که، C^{Max-RT} و C^{Max-DA} ، بیشینه قیمت برق در بازارهای بلندمدت و روز پیش‌رو می‌باشند که به‌عنوان مشوق‌هایی برای جبران فرصت ازدست‌رفته حضور مالک ریزشبکه‌های چندگانه در بازارهای انرژی در نظر گرفته شده‌اند.



شکل (۱): شبکه توزیع فعال مورد مطالعه

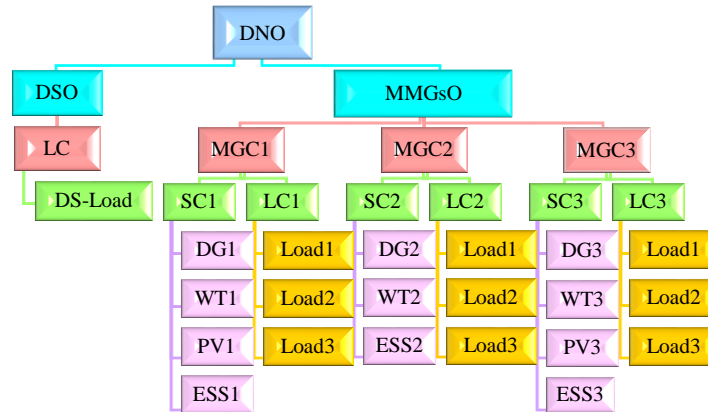
۲-۲-۲- لایه دوم: اقدامات اصلاحی

لایه اقدامات اصلاحی مبتنی بر جزیره‌سازی ریزشبکه‌ها در زمان وقوع حادثه HILP و اتصال مجدد به سیستم توزیع در فاز بازیابی می‌باشد. اجرای درست اقدامات اصلاحی مستلزم وجود ساختار مدیریت انرژی متمرکز سلسله‌مراتبی مطابق شکل ۲ می‌باشد. در این ساختار مدیریت انرژی، تصمیمات نهایی به‌صورت متمرکز و توسط DNO در سطح اول اتخاذ می‌شود، و برای اجرا به MMGsO و DSO در سطح دوم ابلاغ می‌شود. از این‌رو، مهم‌ترین بازیگران حاضر در اجرای موفق استراتژی P-CSBS پیشنهادی DNO به‌عنوان بهره‌بردار شبکه توزیع فعال، DSO به‌عنوان بهره‌بردار سیستم توزیع و MMGsO به‌عنوان مالک MMGها هستند. در حقیقت در این استراتژی تصمیمات نهایی در قالب یک برنامه‌ریزی عملیاتی دومرحله‌ای توسط DNO و بر اساس منافع مشترک DSO و MMGsO اتخاذ می‌شود.

جدول (۱): واژه‌نامه

قیمت رزرو (\$/kWh)	C^R	اندیس دوره‌های زمانی، $t \in \{1, \dots, T\}$	t
هزینه استهلاك باتری (\$/kWh)	$C_m^{Ch/Dis}$	اندیس ریزشبه‌ها، $m \in \{1, \dots, M\}$	m
جریمه بارزدایی (\$/kWh)	$VOLL$	اندیس بار، $l \in \{1, \dots, L\}$	l
قیمت پاسخگویی بار (\$/kWh)	C^{DR}	اندیس میکروتوربین‌ها	g
قیمت توان بلک‌استارت ریزشبه m (\$/kWh)	C_m^{BS}	پیش‌بینی بار شبکه توزیع در زمان t (kW)	L_t^P
هزینه تمام‌شده تولید انرژی ریزشبه m (\$/kWh)	$LCOE_m$	پیش‌بینی بار l ریزشبه m در زمان t (kW)	$L_{l,m,t}^P$
قیمت پایه خدمات خروج از خاموشی ریزشبه m (\$/kWh)	$C_m^{Contract}$	پیش‌بینی تولید توربین بادی ریزشبه m در زمان t (kW)	$PWT_{m,t}^P$
بیشینه قیمت برق در بازار بلادرنگ (\$/kWh)	C^{Max-RT}	پیش‌بینی تولید فتوولتائیک ریزشبه m در زمان t (kW)	$PPV_{m,t}^P$
بیشینه قیمت برق در بازار روز پیش‌رو (\$/kWh)	C^{Max-DA}	حداکثر توان خروجی میکروتوربین g ریزشبه m (kW)	$P_{g,m}^{Max}$
متغیر تصمیم خاموش کردن میکروتوربین g ریزشبه m در زمان t	$Y_{g,m,t}$	حداقل توان خروجی میکروتوربین g ریزشبه m (kW)	$P_{g,m}^{Min}$
متغیر تصمیم راه‌اندازی میکروتوربین g ریزشبه m در زمان t	$X_{g,m,t}$	هزینه خاموش کردن میکروتوربین g ریزشبه m (\$)	$SDC_{g,m}$
وضعیت میکروتوربین g ریزشبه m در زمان t	$W_{g,m,t}$	هزینه روشن کردن میکروتوربین g ریزشبه m (\$)	$SUC_{g,m}$
متغیر تصمیم به‌کارگیری توان بلک‌استارت ریزشبه m در زمان t	$S_{m,t}$	نرخ تغییر توان میکروتوربین g ریزشبه m (kW/hr)	$RR_{g,m}$
متغیر تصمیم قطع بار l ریزشبه m در زمان t	$A_{l,m,t}$	حداقل زمان خاموش بودن میکروتوربین g ریزشبه m (hr)	$MDT_{g,m}$
متغیر تصمیم پاسخگویی بار l ریزشبه m در زمان t	$H_{l,m,t}$	حداقل زمان روشن بودن میکروتوربین g ریزشبه m (hr)	$MUT_{g,m}$
متغیر تصمیم شارژ و دشارژ باتری ریزشبه m در زمان t	$B_{m,t}$	بازده باتری ریزشبه m در طی دوره دشارژ	$\eta_m^{Discharge}$
وضعیت اتصال ریزشبه m به شبکه توزیع در زمان t	$U_{m,t}$	بازده باتری ریزشبه m در طی دوره شارژ	η_m^{Charge}
تولید توان میکروتوربین g ریزشبه m در زمان t (kW)	$P_{g,m,t}$	حداکثر ظرفیت مجاز باتری برای دشارژ توان (kW)	$P_{dis,m}^{Max}$
توان دشارژ شده از باتری ریزشبه m در زمان t (kW)	$P_{m,t}^{Discharge}$	حداکثر ظرفیت مجاز باتری برای شارژ توان (kW)	$P_{ch,m}^{Max}$
توان شارژ شده در باتری ریزشبه m در زمان t (kW)	$P_{m,t}^{Charge}$	حداقل وضعیت شارژ باتری	SOC_m^{Min}
خرید توان ریزشبه m از شبکه توزیع در زمان t (kW)	$P_{m,t}^{DS}^{2MG}$	حداکثر وضعیت شارژ باتری	SOC_m^{Max}
فروش توان ریزشبه m به شبکه توزیع در زمان t (kW)	$P_{m,t}^{MG}^{2DS}$	حداکثر ظرفیت باتری	$CAP_m^{Battery}$
توان بلک‌استارت ریزشبه m در زمان t (kW)	$PBS_{m,t}$	اشتباه پیش‌بینی تولید توان توربین بادی	α^{WT}
توان فراهم آمده از شبکه بالادست در زمان t (kW)	P_t^{Sub}	اشتباه پیش‌بینی تولید توان پنل‌های فتوولتائیک	α^{PV}
میزان بارزدایی بار l ریزشبه m در زمان t (kW)	$L_{l,m,t}^{Shed}$	اشتباه پیش‌بینی مصرف بار	α^L
میزان بارزدایی بار فیدر توزیع در زمان t (kW)	$L_t^{Shedding}$	حداقل ظرفیت توان بلک‌استارت ریزشبه m	PBS_m^{Min}
میزان تأمین بار l ریزشبه m در زمان t (kW)	$L_{l,m,t}^{Supply}$	حداکثر ظرفیت توان بلک‌استارت ریزشبه m	PBS_m^{Max}
میزان تأمین بار فیدر توزیع در زمان t (kW)	$L_t^{Supplied}$	حداکثر ظرفیت پاسخگویی بار l ریزشبه m	$CAP_{l,m}^{Max}$
وضعیت شارژ باتری ریزشبه m در زمان t	$SOC_{m,t}$	حداکثر ظرفیت پست فوق توزیع (kW)	P_{sub}^{Max}
پاسخگویی بار l ریزشبه m در زمان t (kW)	$P_{l,m,t}^{DR}$	حداکثر ظرفیت تبادل توان ریزشبه و شبکه توزیع (kW)	PT_m^{Max}
مجموع رزرو ریزشبه m در زمان t (kW)	$R_{m,t}^{Total}$	قیمت توان شبکه بالادست (\$/kWh)	C^{Sub}
رزرو ناشی از پاسخگویی بار l ریزشبه m در زمان t (kW)	$R_{l,m,t}^{DR}$	قیمت تبادل توان ریزشبه m با شبکه توزیع در شرایط عادی (\$/kWh)	C_m^{DA}
رزرو ناشی از میکروتوربین g ریزشبه m در زمان t (kW)	$R_{g,m,t}$	قیمت برق در شرایط اضطراری (\$/kWh)	C^{EM}
رزرو ناشی از شبکه توزیع در زمان t (kW)	R_t^{DS}	قیمت برق در شرایط عادی (\$/kWh)	C^{RT}
تاب‌آوری سیستم توزیع در زمان t	RI_t^{DS}		

DNO به‌عنوان یک نهاد مستقل مسئول حفظ امنیت و تداوم پایداری در کل شبکه توزیع فعال می‌باشد. در حقیقت DNO، سیستم توزیع و ریزشبکه‌ها را به‌گونه‌ای برنامه‌ریزی می‌کند که قابلیت اطمینان و تاب‌آوری شبکه توزیع فعال در شرایط عادی و اضطراری در بیشینه مقدار ممکن حفظ شود. از طرفی چارچوب سلسله‌مراتبی به MMGsO این اختیار را می‌دهد که مطابق استراتژی اتخاذ شده ریزشبکه‌ها را مدیریت کند. متعاقباً مراکز کنترل ریزشبکه‌ها (MGC^8 ها) منابع مربوطه را کنترل می‌کنند. بنابراین، MGC ها به‌عنوان بهره‌برداران ریزشبکه‌ها و کنترل‌کننده‌های بار و منابع (SC^9 ها) و (LC^{10} ها) به‌ترتیب در سطوح سوم و چهارم اجرای تصمیمات قرار می‌گیرند. به‌طور مشابه، در سیستم توزیع، LC در سطح سوم مدیریت انرژی چارچوب پیشنهادی قرار می‌گیرد.



شکل (۲): ساختار سیستم مدیریت انرژی متمرکز سلسله‌مراتبی

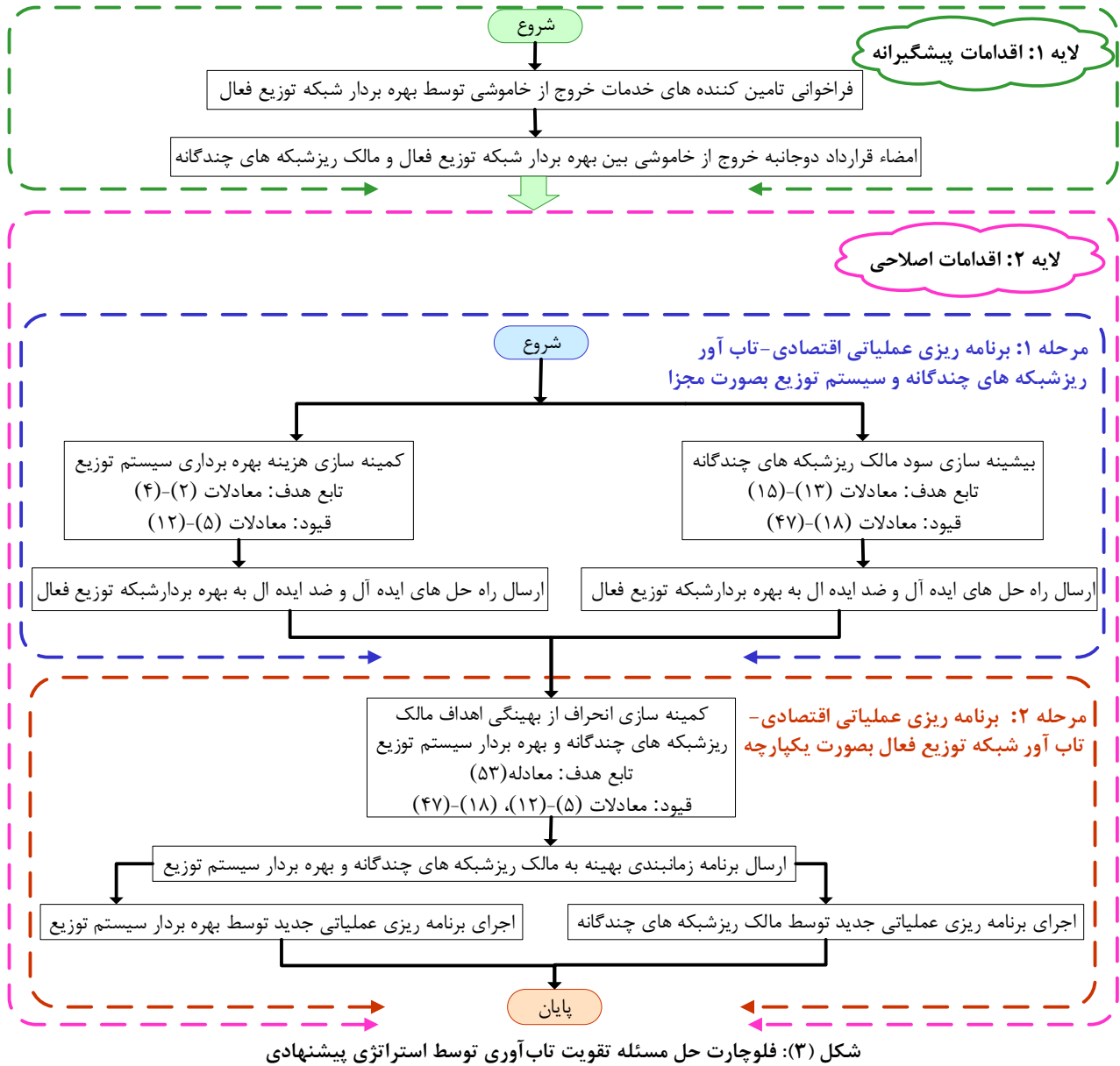
۲-۳-۲- فلوچارت استراتژی خروج از خاموشی پیشنهادی

فلوچارت استراتژی پیشنهادی در شکل ۳ رسم شده است. مطابق این فلوچارت، DNO در لایه اول از مدت‌ها پیش از حادثه (حداقل یک روز قبل) اقدام به انعقاد قراردادهای دوجانبه ارائه خدمات خروج از خاموشی با MMGsO به‌عنوان یک اقدام پیشگیرانه جهت ارتقای تاب‌آوری شبکه توزیع فعال در زمان وقوع حادثه HILP می‌نماید. سپس در لایه دوم، DNO به‌عنوان یک نهاد مستقل در راستای اقدامات اصلاحی اقدام به برنامه‌ریزی عملیاتی اقتصادی-تاب‌آور شبکه توزیع فعال برای بهره‌برداری بهینه سیستم توزیع و MMGsO در شرایط عادی و اضطراری با حفظ توازن بین اهداف اقتصادی DSO و MMGsO در چارچوب یک مدل بهینه‌سازی چندهدفه می‌نماید.

در مرحله اول DSO و MMGsO برنامه‌ریزی بهینه سیستم تحت مدیریت خود را با توجه به اهداف کمینه‌سازی هزینه بهره‌برداری و بیشینه‌سازی سود کسب شده انجام می‌دهند و نتیجه به‌دست‌آمده را در قالب دو راه‌حل ایده‌آل و ضد ایده‌آل برای DNO ارسال می‌کنند. در مرحله دوم، DNO با به‌کارگیری روش LP-Metric یک راه‌حل منحصر به فرد تولید می‌کند که این راه‌حل رضایت DSO و MMGsO را برآورده می‌کند. سپس راه‌حل مزبور به‌عنوان راه‌حل نهایی برای اجرا به DSO و MMGsO ارسال می‌شود. DSO به‌صورت مستقیم دستورات را اجرا می‌کند و در صورت نیاز به بارزدایی از طریق کنترل مستقیم بار، بارزدایی را انجام می‌دهد. MMGsO دستورات کنترلی را به واحدهای زیرمجموعه خود یعنی MGCها ارسال می‌کند. میکروتوربین‌ها و بارهای الکتریکی در هر ریزشبکه توسط دستورات ارسالی از MGC به SCها و LCها مدیریت می‌شوند. بنابراین، فرآیند حل مسئله خروج از خاموشی سیستم توزیع با استفاده از استراتژی پیشنهادی را می‌توان در قالب دو لایه اقدامات پیشگیرانه و اصلاحی به شرح زیر خلاصه کرد:

- ❖ لایه ۱: انعقاد قراردادهای دوجانبه ارائه خدمات خروج از خاموشی بین DNO و MMGsO.
- ❖ لایه ۲: برنامه‌ریزی عملیاتی اقتصادی-تاب‌آور شبکه توزیع فعال در شرایط عادی و اضطراری.
- ◀ مرحله ۱: برنامه‌ریزی عملیاتی اقتصادی-تاب‌آور ریزشبکه‌ها و سیستم توزیع به‌صورت هم‌زمان توسط DSO و MMGsO.
 - جمع‌آوری پارامترهای ورودی مثل پیش‌بینی بارهای الکتریکی، داده‌های هواشناسی، قیمت‌های تبادل توان، قیمت برق و ...
 - حل مسئله بهره‌برداری بهینه ریزشبکه‌ها و سیستم توزیع به‌صورت تک هدفه توسط DSO و MMGsO و ارسال نتیجه در قالب دو راه‌حل ایده‌آل و ضد ایده‌آل به DNO.
- ◀ مرحله ۲: انجام بهینه‌سازی دوهدفه مبتنی بر LP-Metric جهت کسب رضایت DSO و MMGsO توسط DNO و ارسال راه‌حل نهایی به DSO و MMGsO جهت اجرا.

- ارسال راه حل نهایی به MGCها توسط MMGsO
- اجرای راه حل نهایی توسط LCهای سیستم توزیع و ریزشبكةها و SCهای ریزشبكةها.
- بازیابی بارهای سیستم توزیع در شرایط اضطراری.
- محاسبه معیار تاب آوری جهت ارزیابی کارایی استراتژی پیشنهادی.



۳- مدل سازی ریاضی

در این بخش فرمول بندی ریاضی مسئله برنامه ریزی عملیاتی اقتصادی-تاب آور شبکه های توزیع فعال در شرایط بهره برداری عادی و اضطراری ارائه می شود. مدل توسعه داده شده با استفاده از رویکرد بهینه سازی چندهدفه دومرحله ای در قالب برنامه ریزی غیرخطی مختلط با عدد صحیح توسط حل کننده DICOPT و نرم افزار GAMS حل می شود.

قبل از شروع حادثه شبکه در شرایط بهره برداری عادی قرار دارد. با آغاز حادثه تا پایان فاز بازیابی، شبکه در شرایط بهره برداری اضطراری قرار می گیرد. شرایط بهره برداری اضطراری به دو زیر بازه مجزا به نام های دوره های خاموشی و بازیابی تقسیم می شود. در دوره خاموشی (آغاز حادثه تا پیش از بازیابی)، MMGها وارد فاز جزیره ای می شوند. با ارسال برنامه زمان بندی تولید جدید مطابق با شرایط اضطراری از جانب سطوح مدیریتی بالاتر یعنی DNO و MMGsO به MGCها، شبکه توزیع فعال وارد دوره بازیابی می شود. در این



دوره MMGها از طریق ارسال توان به سیستم توزیع بارهای خاموش سیستم توزیع را بازیابی می‌کنند. فرمولاسیون مربوط به شرایط بهره‌برداری عادی و اضطراری به ترتیب با نمادهای N و E در ابتدای شماره معادله از هم تفکیک شده‌اند. از آنجایی که در بعضی از معادلات وضعیت شبکه توزیع فعال در دوره‌های خاموشی و بازیابی باهم متفاوت است، معادلات مربوط به دوره خاموشی با نماد B مشخص شده‌اند. علاوه بر این، معادلاتی که برای هردو شرایط بهره‌برداری عادی و اضطراری صادق هستند بدون هرگونه نماد مشخص کننده ذکر شده‌اند. در ادامه فرمولاسیون برنامه‌ریزی عملیاتی اقتصادی-تاب‌آور سیستم توزیع و MMGها به صورت مجزا تشریح می‌شود.

۳-۱- برنامه‌ریزی عملیاتی اقتصادی-تاب‌آور سیستم توزیع

تابع هدف: هدف کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری سیستم توزیع در شرایط بهره‌برداری عادی و اضطراری در یک افق زمانی ۲۴ ساعته می‌باشد. در این راستا، تابع هدف کمینه‌سازی هزینه‌های DSO به صورت معادلات (۲)-(۴) معرفی می‌شود.

$$OF_1 = \sum_{t=1}^{t^e} \left\{ \sum_{m=1}^M \left(P_{m,t}^{MG^2DS} - P_{m,t}^{DS^2MG} \right) \times C_m^{DA} + \left(P_t^{Sub} \times C^{Sub} \right) - \left(L_t^{Supplied} \times C^{RT} \right) \right\} \quad (2)$$

$$OF_1 = \sum_{t=t^e}^T \left\{ \left(L_t^{Shedding} \times VOLL \right) \right\} \quad (3)$$

$$OF_1 = \sum_{t=t^r}^T \left\{ \sum_{m=1}^M \left(P_{m,t}^{BS} \times C_m^{BS} \right) - \left(L_t^{Supplied} \times C^{EM} \right) \right\} + \sum_{t=t^e}^T \left(L_t^{Shedding} \times VOLL \right) \quad (4)$$

در شرایط بهره‌برداری عادی مطابق معادله (۲) هزینه بهره‌برداری به ترتیب شامل هزینه و درآمد ناشی از تبادل توان سیستم توزیع با MMGها، هزینه انتقال توان از شبکه بالادست به سیستم توزیع و درآمد ناشی از فروش برق به بارهای الکتریکی می‌باشد. هزینه بهره‌برداری در دوره‌های خاموشی و بازیابی شرایط بهره‌برداری اضطراری به ترتیب توسط معادلات (۳) و (۴) محاسبه می‌شود. در دوره خاموشی مطابق معادله (۳)، هزینه بهره‌برداری فقط متأثر از ارزش بار ازدست‌رفته ($VOLL^{11}$) می‌باشد. درحالی‌که در دوره بازیابی مطابق معادله (۴) هزینه بهره‌برداری به ترتیب شامل هزینه‌های خرید خدمات خروج از خاموشی ارائه‌شده توسط MMGso، درآمد فروش برق به مشترکین و VOLL می‌باشد. هزینه‌های بهره‌برداری سیستم توزیع مقید به قیود زیر کمینه می‌شود.

قیود تبادل توان با شبکه بالادست و ریزشبکه‌ها: معادله (۵) محدودیت انتقال توان از شبکه بالادست به سیستم توزیع را لحاظ می‌کند. تبادل توان بین MMGها و سیستم توزیع تحت شرایط بهره‌برداری عادی و اضطراری به ترتیب توسط معادلات (۶) و (۷) با توجه به حداکثر ظرفیت ترانسفورماتور محدود می‌شود.

$$0 \leq P_t^{Sub} \leq P_{sub}^{Max}, \quad \forall t < t^e \quad (5)$$

$$\left\{ 0 \leq P_{m,t}^{MG^2DS}, P_{m,t}^{DS^2MG} \leq P_{m,t}^{Max}, \quad \forall m, t < t^e \right. \quad (6)$$

$$\left. 0 \leq P_{m,t}^{BS} \leq P_{m,t}^{Max}, \quad \forall m, t \geq t^r \right\} \quad (7)$$

قید تعادل توان سیستم توزیع: تعادل توان سیستم توزیع در شرایط بهره‌برداری عادی، دوره‌های خاموشی و بازیابی به ترتیب توسط معادلات (۸)-(۱۰) برآورده می‌شود.

$$P_t^{Sub} + \sum_{m=1}^M P_{m,t}^{MG^2DS} \times U_{m,t} = L_t^{DS} + \sum_{m=1}^M P_{m,t}^{DS^2MG} \times (1 - U_{m,t}), \quad \forall t < t^e \quad (8)$$

$$L_t^{Shedding} = L_t^{DS}, \quad \forall t^e \leq t < t^r \quad (9)$$

$$\sum_{m=1}^M P_{m,t}^{BS} = L_t^{Supplied}, \quad \forall t \geq t^r \quad (10)$$

مطابق معادله (۸) مجموع توان انتقال‌یافته از شبکه بالادست و ریزشبکه‌ها با مجموع توان فروخته‌شده به ریزشبکه‌ها و بارهای مصرفی سیستم توزیع در شرایط بهره‌برداری عادی برابر است. متغیر باینری $U_{m,t}$ از خرید و فروش هم‌زمان توان در سیستم توزیع و ریزشبکه‌ها



جلوگیری می‌کند. در دوره خاموشی سیستم توزیع فاقد هرگونه منبع تأمین‌کننده توان می‌باشد. لذا مطابق معادله (۹) در این دوره کل بار سیستم توزیع از دست می‌رود. در دوره بازیابی مطابق معادله (۱۰) مقدار بار تأمین‌شده سیستم توزیع در هر ساعت با مجموع توان فراهم آمده از ریزشکه‌ها در قالب ارائه خدمات خروج از خاموشی مورد تعهد MMGso برابر است. از این پس برای اختصار توان فراهم آمده از ریزشکه‌ها در دوره بازیابی را "توان بلک‌استارت" می‌نامیم.

قیود بارهای مصرفی شبکه توزیع: مجموع میزان بار تأمین‌شده و قطع‌شده در هر زمان باید با مقدار بار کل سیستم توزیع در آن زمان برابر باشد، این مفهوم به صورت معادله (۱۱) فرمول‌بندی می‌شود.

$$L_t^{Supplied} + L_t^{Shedding} = L_t^{DS}, \quad \forall t \quad (11)$$

معادله (۱۲) میزان بارزدایی سیستم توزیع را در شرایط بهره‌برداری اضطراری مشخص می‌کند. در این شرایط بارزدایی سیستم توزیع می‌تواند به مقدار کل بارهای سیستم توزیع باشد.

$$L_t^{Shedding} \leq L_t^{DS}, \quad \forall t \geq t^r \quad (12)$$

۳-۲- برنامه‌ریزی عملیاتی اقتصادی-تاب‌آور MMG

تابع هدف MMGها: بیشینه‌سازی سود MMGso تحت شرایط بهره‌برداری عادی و دوره‌های خاموشی و بازیابی شرایط بهره‌برداری اضطراری در یک افق زمانی ۲۴ ساعته، به ترتیب توسط معادلات (۱۳) - (۱۵) محقق می‌شود.

$$OF_2 = \sum_{t=1}^{t^e} \sum_{m=1}^M \left(P_{m,t}^{MG^2DS} - P_{m,t}^{DS^2MG} \right) \times C_m^{DA} + \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \left\{ \sum_{l=1}^L \left(L_{l,m,t}^{Supply} \times C^{RT} \right) - \left(R_{m,t}^{Total} \times C^R \right) - \sum_{g=1}^G \left(CF_{g,m,t} + STD_{g,m,t} \right) - \left(P_{m,t}^{Charge} \times \eta_m^{Charge} - \frac{P_{m,t}^{Discharge}}{\eta_m^{Discharge}} \right) \times C_m^{Ch/Dis} \right\} \quad (13)$$

$$OF_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \left\{ \sum_{l=1}^L \left(L_{l,m,t}^{Supply} \times C^{RT} \right) - \left(R_{m,t}^{Total} \times C^R \right) - \sum_{g=1}^G \left(CF_{g,m,t} + STD_{g,m,t} \right) - \left(P_{m,t}^{Charge} \times \eta_m^{Charge} - \frac{P_{m,t}^{Discharge}}{\eta_m^{Discharge}} \right) \times C_m^{Ch/Dis} \right\} \quad (14)$$

$$OF_2 = \sum_{t=t^r}^T \sum_{m=1}^M \left(PBS_{m,t} \times C_m^{BS} \right) - \sum_{t=t^r}^T \sum_{m=1}^M \sum_{l=1}^L \left(P_{l,m,t}^{DR} \times C^{DR} + L_{l,m,t}^{Shed} \times VOLL \right) + \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \left\{ \sum_{l=1}^L \left(L_{l,m,t}^{Supply} \times C^{RT} \right) - \left(R_{m,t}^{Total} \times C^R \right) - \sum_{g=1}^G \left(CF_{g,m,t} + STD_{g,m,t} \right) - \left(P_{m,t}^{Charge} \times \eta_m^{Charge} - \frac{P_{m,t}^{Discharge}}{\eta_m^{Discharge}} \right) \times C_m^{Ch/Dis} \right\} \quad (15)$$

عبارت‌های اول معادله‌های (۱۳) و (۱۵) به ترتیب سود خالص مبادله توان MMGها با سیستم توزیع را در شرایط بهره‌برداری عادی و اضطراری محاسبه می‌کنند. عبارت‌های دوم تا پنجم معادلات (۱۳) و (۱۵) که عیناً معادله (۱۴) را تشکیل داده‌اند، به ترتیب بیانگر مجموع درآمد حاصل از فروش توان به بارهای داخلی ریزشکه‌ها، رزرو عملیاتی، هزینه‌های بهره‌برداری میکروتوربین‌ها، و استهلاک باتری‌ها هستند. هزینه‌های مربوط به جبران مشارکت بارهای پاسخگو به‌عنوان پرداخت تشویقی بابت کاهش تقاضا و جریمه قطع بار به ترتیب در عبارت‌های ششم و هفتم معادله (۱۵) مدل شده‌اند.

هزینه‌های بهره‌برداری میکروتوربین‌ها شامل هزینه‌های سوخت و راه‌اندازی می‌باشند که به ترتیب توسط معادلات (۱۶) و (۱۷) محاسبه می‌شوند. معادله (۱۶) هزینه سوخت میکروتوربین گام را به ازای تولید توان $P_{g,m,t}$ محاسبه می‌کند. متغیر باینری $W_{g,m,t}$ وضعیت تعهد

واحد g را نشان می‌دهد. a_g ، b_g ضرایب هزینه واحد g می‌باشند. هزینه راه‌اندازی میکروتوربین شامل مجموع هزینه‌های روشن کردن و خاموش کردن واحد g می‌باشد. $X_{g,m,t}$ و $Y_{g,m,t}$ متغیرهای باینری وضعیت راه‌اندازی و توقف میکروتوربین هستند.

$$CF_{g,m,t} = \sum_{g=1}^G \sum_{m=1}^M \sum_{t=1}^T (a_g \times W_{g,m,t} + b_g \times P_{g,m,t}) \quad (16)$$

$$STD_{g,m,t} = SUC_{g,m} \times X_{g,m,t} + SDC_{g,m} \times Y_{g,m,t} \quad (17)$$

الزامات فنی MMGها توسط قيودی به شرح زیر تضمین می‌شوند:

قید تعادل توان: در هر لحظه توان تولیدی هر ریزشبکه باید با مجموع بارهای مصرفی آن ریزشبکه برابر باشد. معادلات (۱۸) - (۲۰) به ترتیب تعادل توان ریزشبکه‌ها را در شرایط بهره‌برداری عادی و دوره‌های بازیابی و خاموشی تضمین می‌کنند.

$$\sum_{g=1}^G P_{g,m,t} + PWT_{m,t} + PPV_{m,t} + P_{m,t}^{DS^2MG} + P_{m,t}^{Discharge} = \sum_{l=1}^L L_{l,m,t} + P_{m,t}^{MG^2DS} + P_{m,t}^{Charge} \quad (18)$$

$$\sum_{g=1}^G P_{g,m,t} + PWT_{m,t} + PPV_{m,t} + P_{m,t}^{Discharge} = \sum_{l=1}^L L_{l,m,t} + P_{m,t}^{Charge} \quad (19)$$

$$\sum_{g=1}^G P_{g,m,t} + PWT_{m,t} + PPV_{m,t} + P_{m,t}^{Discharge} + \sum_{l=1}^L (L_{l,m,t}^{Shed} + P_{l,m,t}^{DR}) = \sum_{l=1}^L L_{l,m,t} + P_{m,t}^{Charge} + PBS_{m,t} \quad (20)$$

قيود واحدهای حرارتی: تولید توان میکروتوربین‌ها توسط معادلات (۲۱) - (۲۷) محدود می‌شوند. معادلات (۲۱) و (۲۲) به ترتیب محدودیت حداقل زمان کار و حداقل زمان توقف این واحدها را برآورده می‌کنند. معادلات (۲۳) و (۲۴) به ترتیب حدود مجاز تولید توان و نرخ رمپ را پوشش می‌دهند. رابطه بین متغیرهای باینری وضعیت تعهد واحد، متغیرهای تصمیم راه‌اندازی و خاموش کردن میکروتوربین توسط معادلات (۲۵) - (۲۷) تنظیم می‌شود.

$$\sum_{t'=1}^{MUT_{g,m}} W_{g,m,(t+t')} \geq MUT_{g,m}, \quad \forall g, m, t \neq 24 \quad (21)$$

$$\sum_{t'=1}^{MDT_{g,m}} W_{g,m,(t+t')} - 1 \leq MDT_{g,m}, \quad \forall g, m, t \neq 24 \quad (22)$$

$$P_{g,m}^{Min} \leq P_{g,m,t} \leq P_{g,m}^{Max}, \quad \forall g, m, t \quad (23)$$

$$P_{g,m,(t-1)} - RR_{g,m} \leq P_{g,m,t} \leq P_{g,m,(t-1)} + RR_{g,m}, \quad \forall g, m, t \neq 1 \quad (24)$$

$$W_{g,m,t} - W_{g,m,(t-1)} \leq X_{g,m,t}, \quad \forall g, m, t \neq 1 \quad (25)$$

$$W_{g,m,(t-1)} - W_{g,m,t} \leq Y_{g,m,t}, \quad \forall g, m, t \neq 1 \quad (26)$$

$$W_{g,m,t} - W_{g,m,(t-1)} = X_{g,m,t} - Y_{g,m,t}, \quad \forall g, m, t \neq 1 \quad (27)$$

قيود تبادل توان با شبکه توزیع: تبادل توان ریزشبکه‌ها با سیستم توزیع در شرایط بهره‌برداری عادی و اضطراری به ترتیب توسط معادلات (۶) و (۷) محدود می‌شود. میزان مشارکت ریزشبکه‌ها در ارائه خدمات خروج از خاموشی در دوره بازیابی توسط معادله (۲۸) به مقادیر حداقل و حداکثر ظرفیت ارائه توان بلک‌استارت ریزشبکه محدود می‌شود.

$$PBS_m^{Min} \leq PBS_{m,t} \leq PBS_m^{Max}, \quad \forall m, t \quad (28)$$

قيود بارهای مصرفی MMGها: MGCها موظف به تأمین بارهای الکتریکی مربوطه در شرایط بهره‌برداری عادی و اضطراری مطابق معادلات (۲۹) و (۳۰) می‌باشند.

$$\begin{cases} L_{l,m,t}^{Supply} = L_{l,m,t}, & \forall t \leq t^e \\ L_{l,m,t}^{Supply} + P_{l,m,t}^{DR} + L_{l,m,t}^{Shed} = L_{l,m,t}, & \forall t \geq t^r \end{cases} \quad (29)$$

$$\quad \quad \quad (30)$$

مطابق معادله (۳۱) جهت اجتناب از خاموشی بارها تحت برنامه پاسخگویی بار، پاسخگویی بار محدود به حداکثر ظرفیت تعیین شده برای هر بار است. علاوه بر این، در دوره بازیابی مطابق معادله (۳۲) بارزدایی تحت برنامه پاسخگویی بار DLC مجاز می‌باشد.

$$P_{l,m,t}^{DR} \leq CAP_{l,m}^{Max} \times L_{l,m,t} \times H_{l,m,t}, \forall l,m,t \geq t^r \quad (31)$$

$$L_{l,m,t}^{Shed} \leq L_{l,m,t} \times A_{l,m,t}, \forall l,m,t \geq t^r \quad (32)$$

قیود رزرو عملیاتی: جهت جبران اشتباهات پیش‌بینی بار و تولید منابع تجدیدپذیر، محدودیت رزرو عملیاتی موردنیاز سیستم به صورت معادله (۳۳) فرمول‌بندی شده است. در این معادله α^{PV} ، α^{WT} ، α^L معرف اشتباهات پیش‌بینی تولید توربین‌های بادی و پنل‌های فتوولتائیک هستند [۲۷]، [۲۸]. رزرو عملیاتی برای شرایط بهره‌برداری عادی و دوره‌های خاموشی و بازیابی به ترتیب توسط معادلات (۳۴)، (۳۵) و (۳۶) محاسبه می‌شود.

$$R_{m,t}^{Total} \geq \alpha^L \times L_{l,m,t} + \alpha^{WT} \times PWT_{m,t} + \alpha^{PV} \times PPV_{m,t}, \forall m,t \quad (33)$$

$$R_{m,t}^{Total} = \sum_{g=1}^G R_{g,m,t} + R_t^{DS}, \forall t < t^e \quad (34)$$

$$R_{m,t}^{Total} = \sum_{g=1}^G R_{g,m,t}, \forall t^e \leq t < t^r \quad (35)$$

$$R_{m,t}^{Total} = \sum_{g=1}^G R_{g,m,t} + \sum_{l=1}^L R_{l,m,t}^{DR}, \forall t \geq t^r \quad (36)$$

اینجا، $R_{g,m,t}$ ، رزرو فراهم آمده از میکروتوربین گام ریز شبکه m در زمان t می‌باشد که از معادله (۳۷) به دست می‌آید. همچنین، R_t^{DS} و $R_{l,m,t}^{DR}$ به ترتیب به رزرو فراهم آمده از شبکه توزیع در شرایط بهره‌برداری عادی و رزرو فراهم آمده از بارهای پاسخگو در شرایط بازیابی اشاره دارند که به ترتیب توسط معادلات (۳۸) و (۳۹) محاسبه می‌شوند.

$$R_{g,m,t} = P_{g,m}^{Max} - P_{g,m,t}, \forall g,m,t \quad (37)$$

$$R_t^{DS} = PT_m^{Max} - P_{m,t}^{DS} MG, \forall m,t \quad (38)$$

$$R_{l,m,t}^{DR} = \sum_{l=1}^L CAP_{l,m}^{Max} \times L_{l,m,t} \times H_{l,m,t} - P_{l,m,t}^{DR}, \forall l,m,t \quad (39)$$

قیود ذخیره‌سازها: معادلات (۴۰) و (۴۱) محدودیت‌های شارژ و دشارژ توان باتری‌ها را برآورده می‌نمایند. متغیر باینری $B_{m,t}$ از شارژ و دشارژ هم‌زمان باتری جلوگیری می‌کند، و Pch_m^{Max} و $Pdis_m^{Max}$ به حداکثر ظرفیت مجاز شارژ و دشارژ باتری‌ها اشاره دارند.

$$0 \leq P_{m,t}^{Charge} \leq Pch_m^{Max} \times B_{m,t}, \forall m,t \quad (40)$$

$$0 \leq P_{m,t}^{Discharge} \leq Pdis_m^{Max} \times (1 - B_{m,t}), \forall m,t \quad (41)$$

وضعیت شارژ باتری (SOC^{12}) توسط مقدار توان شارژ/دشارژ شده باتری و ظرفیت نامی هر باتری $CAP_m^{Battery}$ به صورت معادلات (۴۲) و (۴۳) محاسبه می‌شود. در این معادلات η_m^{Charge} و $\eta_m^{Discharge}$ معرف بازده شارژ و دشارژ باتری هستند. علاوه بر این، محدوده تغییرات SOC باتری‌ها توسط معادله (۴۴) تعیین می‌شود.

$$SOC_{m,t} = SOC_{m,(t-1)} + \frac{P_{m,t}^{Charge} \times \eta_m^{Charge} - \left(\frac{P_{m,t}^{Discharge}}{\eta_m^{Discharge}} \right)}{CAP_m^{Battery}}, \forall m,t \neq 1 \quad (42)$$

$$SOC_{m,t} = SOC_{m,t_0} + \frac{P_{m,t}^{Charge} \times \eta_m^{Charge} - \left(\frac{P_{m,t}^{Discharge}}{\eta_m^{Discharge}} \right)}{CAP_m^{Battery}}, \forall m,t = 1 \quad (43)$$



$$SOC_m^{Min} \leq SOC_{m,t} \leq SOC_m^{Max}, \quad \forall m,t \quad (44)$$

قیود هماهنگی: جهت جلوگیری از تداخل عملکرد بخش‌های مختلف ریزشکه‌ها روی یکدیگر معادلات (45)-(47) به‌عنوان قیود هماهنگی ارائه شده‌اند. معادله (45) از هم‌زمانی شارژ باتری‌ها با پاسخگویی بار جلوگیری می‌کند. معادله (46) از شارژ شدن باتری‌ها در حین بارزدایی بارهای ریزشکه جلوگیری می‌کند. همچنین، معادله (47) در شرایط عادی از فروش توان ریزشکه‌ها به سیستم توزیع در حین بارزدایی بارهای ریزشکه جلوگیری می‌کند.

$$H_{l,m,t} + B_{m,t} \leq 1, \quad \forall l,m,t \quad (45)$$

$$A_{l,m,t} + B_{m,t} \leq 1, \quad \forall l,m,t \quad (46)$$

$$A_{l,m,t} + U_{m,t} \leq 1, \quad \forall m,t \quad (47)$$

تولید پنل‌های فتوولتائیک: حداکثر توان تولیدی پنل‌های فتوولتائیک این تجهیزات توسط معادله (48) محاسبه می‌شود [29]. در این معادله PPV_0^{Max} ، G_0^a ، $Temp_0$ و $NOCT$ به ترتیب معرف شدت تابش اشعه خورشید، حداکثر توان تولیدی در شرایط استاندارد، دمای ماژول در شرایط استاندارد، و دمای پنل در شرایط کارکرد عادی می‌باشند.

$$PPV_t^{Max} = \frac{G_t^a}{G_0^a} \times \left\{ PPV_0^{Max} + \mu_{PMax} \times \left(Temp_t^a + G_t^a \times \frac{NOCT - 20}{800} - Temp_0 \right) \right\} \quad (48)$$

تولید توربین‌های بادی: معادله (49) حداکثر تولید توان توربین‌های بادی را در سرعت‌های متفاوت باد به دست می‌آورد [29]. اینجا، PWT_t^{rated} ، $V_t^{Cut-out}$ ، V_t^{Cut-in} ، V_t^{rated} به ترتیب توان نامی، سرعت وصل توربین، سرعت قطع توربین، سرعت توربین در توان نامی و سرعت باد می‌باشند.

$$PWT_t^{Max} = \begin{cases} 0 & V_t \leq V_t^{Cut-in} \\ PWT_t^{rated} \times \frac{V_t - V_t^{Cut-in}}{V_t^{rated} - V_t^{Cut-in}} & V_t^{Cut-in} \leq V_t \leq V_t^{rated} \\ PWT_t^{rated} & V_t^{rated} \leq V_t \leq V_t^{Cut-out} \\ 0 & V_t \geq V_t^{Cut-out} \end{cases} \quad (49)$$

۳-۳- بهینه‌سازی دهدفه مبتنی بر Lp-Metric

در مرحله دوم استراتژی P-CSBS پیشنهادی، برنامه‌ریزی عملیاتی اقتصادی-تاب‌آور شبکه توزیع فعال در شرایط بهره‌برداری عادی و اضطراری با تمرکز بر بهینه‌سازی سود MMGs و درعین‌حال کمیته‌سازی هزینه DSO با استفاده از رویکرد Lp-Metric محقق می‌شود. در این روش مجموع وزنی توان P انحراف از بهینگی اهداف توسط یک تابع سازگار کمیته می‌شود. تابع سازگار Lp به صورتی تعریف می‌شود که فاصله بین راه‌حل قابل‌اجرا به‌دست‌آمده از روش Lp-Metric و راه‌حل ایده‌آل به‌دست‌آمده از بهینه‌سازی جداگانه اهداف به حداقل می‌رسد. تابع سازگار در مسائل کمیته‌سازی و بهینه‌سازی به ترتیب توسط معادلات (50) و (51) تعریف می‌شود.

$$LP = \left[\sum_{i=1}^n W_i \left(\frac{f_i(X_i) - f_i(X_i^{min})}{f_i(\bar{X}_i^{max}) - f_i(X_i^{min})} \right)^P \right]^{\frac{1}{P}} \quad (50)$$

$$LP = \left[\sum_{i=1}^n W_i \left(\frac{f_i(X_i^{max}) - f_i(X_i)}{f_i(X_i^{max}) - f_i(\bar{X}_i^{min})} \right)^P \right]^{\frac{1}{P}} \quad (51)$$

اینجا، $0 \leq W_i \leq 1$ درجه اهمیت هدف λ م و $1 \leq P \leq \infty$ درجه تأکید بر انحراف از بهینگی اهداف می‌باشند که طبق نظر تصمیم‌گیرنده تعیین می‌شوند. در ادبیات معمولاً P برابر با 1، 2 یا بی‌نهایت فرض می‌شود، P بزرگ‌تر نشان‌دهنده اهمیت بیشتر بزرگ‌ترین انحرافات



می‌باشد. در معادله (۵۰) \bar{X}_i^{\max} و X_i^{\min} به ترتیب راه‌حل‌های ایده‌آل و ضد ایده‌آل می‌باشند. در معادله (۵۱) نیز، \bar{X}_i^{\min} و X_i^{\max} راه‌حل‌های ایده‌آل و ضد ایده‌آل می‌باشند.

۱-۳-۳- برنامه‌ریزی عملیاتی اقتصادی-تاب‌آور شبکه توزیع فعال

DNO به‌عنوان یک نهاد مستقل پس از دریافت راه‌حل‌های ایده‌آل و ضد ایده‌آل DSO و MMGsO اقدام به برنامه‌ریزی عملیاتی شبکه توزیع فعال توسط رویکرد LP-Metric می‌کند. مطابق معادله هدف DNO کمینه‌سازی مجموع نسبی انحراف از بهینگی اهداف DSO و MMGsO مقید به محدودیت‌های سیستم توزیع ارائه‌شده در معادلات (۵)-(۱۲) و محدودیت‌های MMGها ارائه‌شده در معادلات (۱۸)-(۴۷) می‌باشد. به‌منظور اجتناب از تبعیض بین اهداف در معادله (۵۳)، W_i برابر با یک فرض شده است. همچنین برای اجتناب از انتخاب راهکارهای به‌شدت محافظه‌کارانه، P برابر با یک انتخاب شده است.

$$\text{Min } LP = \left\{ \frac{OF_1 - OF_1^{\min}}{OF_1^{\max} - OF_1^{\min}} + \frac{OF_2^{\max} - OF_2}{OF_2^{\max} - OF_2^{\min}} \right\} \quad (52)$$

s.t.

$$\begin{cases} \text{DS Constraints : (5) - (12)} \\ \text{MMGs Constraints : (18) - (47)} \end{cases}$$

عبارت اول در (۵۳) به کمینه‌سازی انحراف از بهینگی تابع هزینه بهره‌برداری DSO می‌پردازد. به‌طور مشابه عبارت دوم کمینه انحراف از بهینگی تابع سود مشارکت MMGsO در استراتژی خروج از خاموشی پیشنهادی را محقق می‌سازد. همچنین، OF_1^{\min} و OF_2^{\max} هزینه و سود ایده‌آل و OF_1^{\max} و OF_2^{\min} هزینه و سود ضد ایده‌آل از دیدگاه DSO و MMGsO می‌باشند.

۲-۳-۳- ارزیابی استراتژی P-CSBS پیشنهادی

با توجه به اینکه تاب‌آوری شبکه‌های الکتریکی یک حوزه تحقیقاتی در حال تحول است، تاکنون هیچ معیار ارزیابی استاندارد از سوی مؤسسات معتبر بین‌المللی جهت ارزیابی استراتژی‌های تقویت تاب‌آوری معرفی نشده است. بنابراین محققان متناسب با استراتژی‌های تقویت تاب‌آوری توسعه داده‌شده، معیارهایی را جهت ارزیابی استراتژی‌های ارائه شده معرفی کرده‌اند. در اکثر تحقیقات پیشین، توانایی تأمین بار در شرایط اضطراری به‌عنوان معیاری برای ارزیابی موفقیت استراتژی‌های تاب‌آوری توسعه داده‌شده بررسی شده است. به‌عنوان مثال مراجع [۱۴]، [۲۱]، [۲۴] و [۳۰] نسبت کل بارهای تأمین‌شده به کل بارهای شبکه را به‌عنوان معیار ارزیابی تاب‌آوری بکار گرفته‌اند. با توجه به اینکه هدف اصلی مطالعه حاضر تأمین بارهای الکتریکی سیستم توزیع پس از وقوع حوادث HILP می‌باشد، در این تحقیق نیز تاب‌آوری شبکه توزیع توسط یک شاخص تاب‌آوری مبتنی بر درصد بار تأمین‌شده توسط معادله (۵۴) ارزیابی می‌شود.

$$RI_t^{DS} = \frac{L_t^{Supplied}}{L_t^{DS}}, \quad \forall t \quad (54)$$

۴- مطالعه موردی

کارایی استراتژی P-CSBS پیشنهادی روی سیستم ۳۳ شین IEEE نشان داده‌شده در شکل ۱ آزمایش شده است. شین‌های ۱ تا ۱۰ این سیستم معرف سیستم توزیع تحت مدیریت DSO می‌باشند، و شین‌های ۲۶-۳۳، ۲۲-۲۵، و ۱۱-۱۰ به ترتیب به‌عنوان ریزشبکه‌های ۱ تا ۳ توسط بریکرهای مجزا به سیستم توزیع متصل شده‌اند.

۱-۴- فرضیات و داده‌ها

کارایی استراتژی خروج از خاموشی پیشنهادی تحت فرضیات زیر ارزیابی شده است.
(۱) شبیه‌سازی با فرض خروج پست فوق توزیع در ساعت ۱۰ صبح به‌عنوان یک حادثه HILP انجام شده است.



- (۲) مدت‌زمان موردنیاز برای هماهنگی DNO با MMGSO و به‌تبع هماهنگی MMGSO با MGC و متعاقباً فراخوانی بارهای پاسخگو توسط MGC یک ساعت فرض شده است. در نتیجه از ساعت ۲۴:۰۰-۱۱:۰۰ ریزشبکه‌ها با ارسال توان متعهد شده در قراردادهای خروج از خاموشی اقدام به بازیابی بارهای سیستم توزیع می‌نمایند.
- (۳) خطوط اتصال بین ریزشبکه‌ها و سیستم توزیع تحت تأثیر حادثه قرار ندارند و امکان تبادل توان در شرایط اضطراری فراهم می‌باشد.
- (۴) شبکه‌های مخابراتی تحت تأثیر حادثه قرار ندارند و امکان برقراری ارتباط بین DNO با DSO، DNO با MMGSO، MMGSO با MGC و MGC با بارهای پاسخگو در فاز بازیابی وجود دارد.
- (۵) قابلیت پاسخگویی بارهای ریزشبکه‌ها تنها در شرایط اضطراری جهت ارائه خدمات خروج از خاموشی فعال می‌باشد.
- (۶) DSO و MMGSO در شرایط بهره‌برداری عادی بر اساس نرخ‌های بازار روز پیش رو (DA^{13}) با یکدیگر تبادل توان دارند. ظرفیت نصب‌شده توربین‌های بادی متعلق به ریزشبکه‌های ۱ تا ۳ به ترتیب برابر با ۴۰۰ kW، ۷۵۰ kW و ۶۰۰ kW می‌باشد. همچنین در ریزشبکه‌های ۱ تا ۳ به ترتیب ۷۰۰، ۵۰۰ و ۸۰۰ کیلووات می‌باشند که بازده شارژ و دشارژ باتری‌ها ۹۵٪ و حداکثر و حداقل مجاز SOC برابر یک و ۰/۳ فرض شده‌اند. علاوه بر این، حداکثر توان مجاز شارژ و دشارژ باتری در ریزشبکه‌های ۱ تا ۳ به ترتیب برابر با ۶۰۰، ۴۵۰ و ۷۰۰ کیلووات در نظر گرفته شده است. حداقل زمان روشن/خاموش ماندن میکروتوربین‌ها یک ساعت فرض شده است. سایر محدودیت‌های تولید توان میکروتوربین‌ها برگرفته از مرجع [۳۱] در جدول ۲ ذکر شده‌اند. داده‌های آب‌وهوایی مربوط به سرعت باد، شدت تابش خورشید و دمای هوای ریزشبکه‌ها از [۲۱] گرفته شده‌اند. پارامترهای موردنیاز جهت محاسبه میزان تولید توان توربین‌های بادی و پنل‌های فتوولتائیک در جدول ۳ آمده‌اند [۲۱]، [۳۲]، [۳۳]. تقاضای ۲۴ ساعته بارهای الکتریکی ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع از مرجع [۲۱] استخراج شده‌اند.

جدول (۲): اطلاعات میکروتوربین‌های نصب‌شده [۳۱]

شماره ریزشبکه	$P_{g,m}^{Max}$ (kW)	$P_{g,m}^{Min}$ (kW)	a (\$/hr)	b (\$/kWh)	SUC (\$)	SDC (\$)	RR
ریزشبکه ۱	۴۰۰	۵۰	۰/۸۵	۰/۴۰۳۷	۰/۰۹	۰/۰۸	۵۰
ریزشبکه ۲	۵۰۰	۱۰۰	۲/۵۵	۰/۲۰۸۴	۰/۱۶	۰/۰۹	۱۰۰
ریزشبکه ۳	۴۰۰	۱۰۰	۲/۱۲	۰/۳۰۱۲	۰/۱۲	۰/۰۸	۱۰۰

جدول (۳): پارامترهای موردنیاز برای محاسبه تولید توان توربین‌های بادی و پنل‌های فتوولتائیک [۲۱]، [۳۲]، [۳۳]

شماره ریزشبکه	توان نامی پنل (kW)	G_0^a (W/m ²)	دمای ماژول در شرایط استاندارد (°C)	NOCT (°C)	توربین‌های بادی		
					توان نامی توربین بادی (kW)	سرعت وصل توربین (m/s)	سرعت باد در توربین (m/s)
ریزشبکه ۱	۷۰۰	۱۰۰۰	۲۵	۴۴	۴۰۰	۳/۵	۱۲
ریزشبکه ۲	-	-	-	-	۷۵۰	۳	۱۵
ریزشبکه ۳	۲۰۰	۱۰۰۰	۲۵	۴۴	۶۰۰	۳	۱۰/۸

حداکثر ظرفیت انتقال توان از شبکه بالادست به سیستم توزیع و حداکثر ظرفیت مبادله توان بین ریزشبکه‌ها و سیستم توزیع به ترتیب برابر ۷۰۰ kW و ۳۰۰ kW فرض شده‌اند. حداقل و حداکثر توان بلک‌استارت متعهد شده ریزشبکه‌ها جهت ارائه خدمات خروج از خاموشی به ترتیب ۱۰۰ kW و ۳۰۰ kW در نظر گرفته شده‌اند. همچنین، قیمت توان بلک‌استارت برای ریزشبکه‌های ۱ تا ۳ به ترتیب معادل \$/kWh ۲/۴، ۱/۸، و ۳ فرض شده است. سایر داده‌های این تحقیق به شرح زیر خلاصه می‌شوند: قیمت رزرو برابر با \$/kWh ۰/۰۱، هزینه استهلاک باتری برابر \$/kWh ۰/۱۶، قیمت توان شبکه بالادست برابر \$/kWh ۰/۰۸۴، VOLL برابر با \$/kWh ۵ و تشویق پرداختی به بارهای پاسخگو معادل \$/kWh ۰/۲۵ در نظر گرفته شده‌اند.

در شرایط بهره‌برداری عادی قیمت تبادل توان بین ریزشبکه‌ها و شبکه توزیع مطابق قیمت بازار روز پیش‌رو و قیمت فروش توان به مشترکین مطابق قیمت بازار لحظه‌ای (RT^{14}) فرض شده است. اما در شرایط بهره‌برداری اضطراری تقاضای مشترکین بر مبنای قیمت‌های اضطراری (EM^{15}) تأمین می‌شود. قیمت اضطراری بر مبنای میانگین قیمت توان بلک‌استارت تأمین‌شده از ریزشبکه‌ها به علاوه قیمت بازار لحظه‌ای نرخ‌گذاری شده است. قیمت‌های اضطراری و بازارهای لحظه‌ای و روز پیش‌رو استخراج‌شده از بازار انرژی نوردپول [۳۴] در جدول ۴ لیست شده‌اند.



جدول (۴): قیمت‌های تبادل و تأمین توان [۳۴]

قیمت بازار			ساعت	قیمت بازار			ساعت	قیمت بازار			ساعت
DA	RT	EM		DA	RT	EM		DA	RT	EM	
۰/۱۴	۰/۰۹۲	۲/۴۶۹	۱۷	۰/۱۶۵	۰/۱۵۷	۲/۵۳۴	۹	۰/۱۸۴	۰/۲۰۵	۲/۵۸۲	۱
۰/۱۴	۰/۱۵۵	۲/۵۳۲	۱۸	۰/۱۹۵	۰/۱۳۴	۲/۵۱۱	۱۰	۰/۱۶۸	۰/۱۹۷	۲/۵۷۴	۲
۰/۱۷۲	۰/۱۷	۲/۵۴۷	۱۹	۰/۱۸۸	۰/۱۱۲	۲/۴۸۹	۱۱	۰/۱۴۱	۰/۱۹۷	۲/۵۷۴	۳
۰/۱۹۹	۰/۲۰۴	۲/۵۸۱	۲۰	۰/۱۷۷	۰/۱۲۱	۲/۴۹۸	۱۲	۰/۱۳۷	۰/۱۸۵	۲/۵۶۲	۴
۰/۲۰۴	۰/۲۳۲	۲/۶۰۹	۲۱	۰/۱۷۴	۰/۱۵۴	۲/۵۳۱	۱۳	۰/۱۲۸	۰/۱۷۸	۲/۵۵۵	۵
۰/۱۹۷	۰/۲۳۸	۲/۶۱۵	۲۲	۰/۱۶۸	۰/۱۲۴	۲/۵۰۱	۱۴	۰/۱۲۶	۰/۱۷۸	۲/۵۵۵	۶
۰/۱۷۹	۰/۲۴۶	۲/۶۲۳	۲۳	۰/۱۵۹	۰/۱۰۸	۲/۴۸۵	۱۵	۰/۱۱۴	۰/۱۷۶	۲/۵۵۳	۷
۰/۱۴۴	۰/۲۲۴	۲/۶۰۱	۲۴	۰/۱۵۴	۰/۰۸۶	۲/۴۶۳	۱۶	۰/۱۵۳	۰/۱۶۷	۲/۵۴۴	۸

۵- نتایج شبیه‌سازی

جهت ارزیابی نقش پاسخگویی بار بر کارایی استراتژی پیشنهادی اثربخشی استراتژی P-CSBS پیشنهادی با/ بدون پاسخگویی بار در دو مطالعه موردی به شرح زیر بررسی شده است:

◀ حالت ۱: برنامه‌ریزی عملیاتی شبکه توزیع فعال تحت استراتژی P-CSBS پیشنهادی بدون در نظر گرفتن پاسخگویی بار

◀ حالت ۲: برنامه‌ریزی عملیاتی شبکه توزیع فعال تحت استراتژی P-CSBS پیشنهادی با در نظر گرفتن پاسخگویی بار

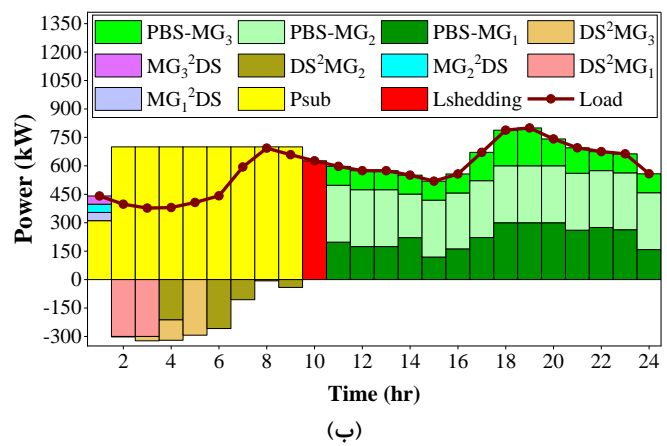
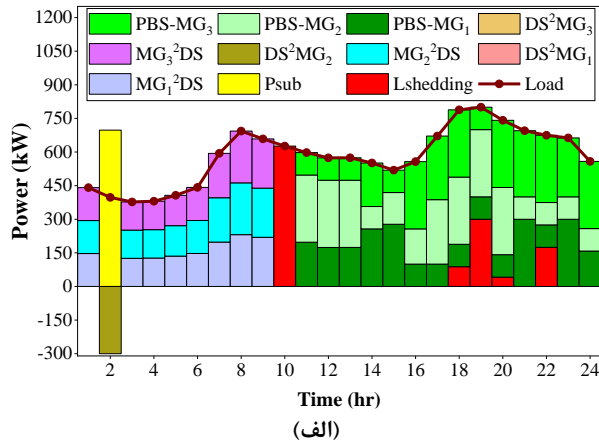
در حالت اول تنها منبع تأمین توان خروج از خاموشی موردنیاز، منابع تولید پراکنده ریزشکه‌ها می‌باشند. ولی در حالت دوم علاوه بر منابع تولید پراکنده، پتانسیل پاسخگویی بار نیز به‌عنوان یک منبع تولید مجازی در تأمین توان خروج از خاموشی تعهد شده MMGsO در نظر گرفته می‌شود.

۵-۱- نتایج فنی

نتایج برنامه‌ریزی عملیاتی بهینه شبکه توزیع، و ریزشکه‌های ۱ تا ۳ برای حالت‌های مورد مطالعه به ترتیب در شکل‌های ۴، ۵، ۶، ۷ نشان داده شده است.

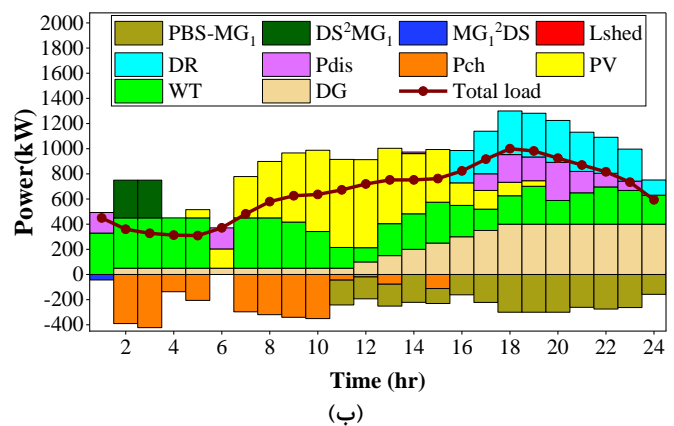
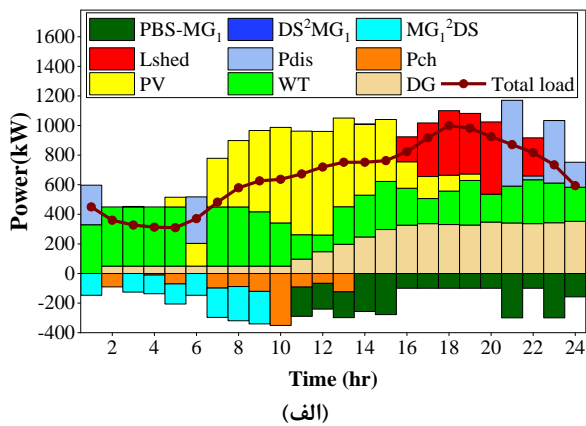
شکل‌های ۴-الف و ۴-ب به ترتیب نتایج زمان‌بندی بهینه سیستم توزیع را در حالت‌های اول و دوم نشان می‌دهد. از این شکل‌ها دو مورد به‌وضوح قابل مشاهده می‌باشد: اول اینکه پاسخگویی بارهای ریزشکه موجب تقویت قدرت مانور MMGsO در تأمین توان بلک‌استارت شده است. به‌طوری‌که سیستم توزیع در حالت دوم نسبت به حالت اول کاهش ۴۹/۱۱٪ بارزدایی و افزایش ۴/۷۴٪ بار تأمین شده را تجربه کرده است. در حقیقت، در حالت دوم، به‌غیر از ساعت ۱۰:۰۰ صبح که زمان وقوع حادثه HILP می‌باشد در هیچ ساعت دیگری بارزدایی رخ نداده است. بنابراین MMGsO به‌خوبی توانسته است در فاز بازبازی بارهای قطع شده سیستم توزیع را با تکیه بر منابع محلی و پاسخگویی بارهای الکتریکی MMGها بازبازی کند. لازم به توضیح است که تفاوت میان افزایش درصد بار تأمین شده و کاهش بار قطع شده به تفاوت در مقیاس مقایسه‌ای دو پارامتر برمی‌گردد. با توجه به اینکه درصد تغییرات یک پارامتر نسبت به وضعیت اولیه از حاصل تفاضل مقدارهای ثانویه و اولیه پارامتر از همدیگر تقسیم بر مقدار ثانویه پارامتر بدست می‌آید، این تفاوت در میزان درصد تغییرات بار بازبازی شده و بار قطع شده قابل توجیه خواهد بود.

نکته دومی که از مقایسه شکل‌های ۴-الف و ۴-ب به دست می‌آید این است که با اینکه پاسخگویی بارهای ریزشکه‌ها فقط برای شرایط بهره‌برداری اضطراری امکان‌پذیر می‌باشد، ولی بر روی زمان‌بندی بهینه سیستم توزیع در شرایط بهره‌برداری عادی نیز تأثیر گذاشته است. به‌طوری‌که در حالت دوم در شرایط بهره‌برداری عادی تأمین بارهای سیستم توزیع بیشتر به عهده شبکه بالادست بوده است و نسبت به حالت اول توان کمتری از ریزشکه‌ها خریداری شده است. به‌طوری‌که در حالت اول ۶۹۷/۵۲ kW توان از شبکه بالادست وارد شده است در حالی که در حالت دوم این مقدار به ۵۹۱۰/۶ kW رسیده است. این موضوع نشان‌دهنده وابستگی متقابل سیستم توزیع و ریزشکه‌ها به یکدیگر است که نشان‌دهنده کارکرد درست مدل توسعه داده شده است. زیرا استراتژی P-CSBS پیشنهادی به‌صورت دوهدفه و با توجه به اهداف اقتصادی MMGsO و DSO فرمول‌بندی شده است که در توزیع اقتصادی منابع سیستم توزیع و ریزشکه‌ها به شاخص‌های اقتصادی MMGsO و DSO به‌صورت هم‌زمان توجه دارد.



شکل (۴): نتایج توزیع اقتصادی سیستم توزیع در (الف): حالت اول، (ب): حالت دوم

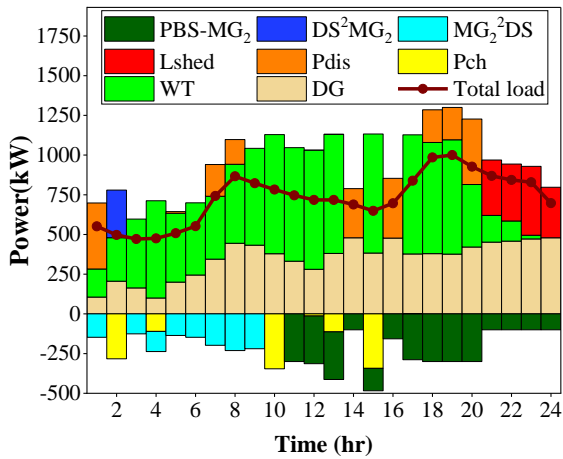
نتایج زمان‌بندی بهینه ریزشبکه اول تحت حالت‌های مورد مطالعه در شکل ۵ نشان داده شده است. با مقایسه شکل‌های ۵-الف و ۵-ب تأثیر پاسخ‌گویی بار بر افزایش $23/28\%$ توان بلک‌استارت ارسالی به سیستم توزیع، افزایش $8/3\%$ تولید توان میکروتوربین‌ها و همچنین افزایش $4/144\%$ میزان شارژ باتری و کاهش $9/13\%$ میزان دشارژ باتری به خوبی قابل مشاهده است. همچنین بار قطع شده ریزشبکه یک در شرایط بهره‌برداری اضطراری در حالت دوم نسبت به حالت اول کاهش 10% داشته است. باید توجه داشت که نمی‌توان پاسخگویی بارهای ریزشبکه در حالت دوم را معادل بارزدایی رخ داده در حالت اول دانست. زیرا اینجا پاسخگویی بارهای الکتریکی به صورت تشویق‌آمیز می‌باشد که شامل دو ویژگی اختیاری بودن و اقتصادی بودن می‌شود، درحالی‌که بارزدایی فاقد این دو ویژگی می‌باشد.



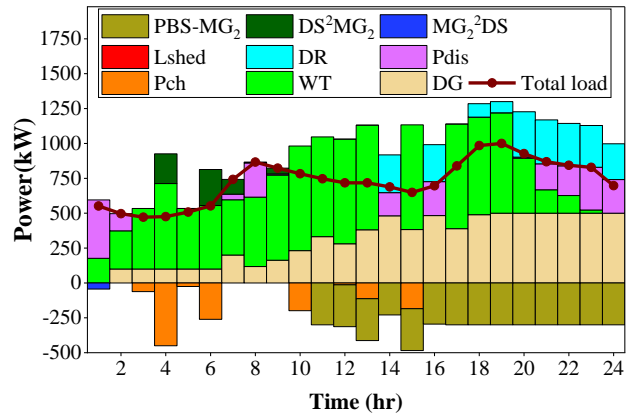
شکل (۵): نتایج توزیع اقتصادی ریزشبکه اول در (الف): حالت اول، (ب): حالت دوم

شکل‌های ۶-الف و ۶-ب نتایج توزیع اقتصادی منابع ریزشبکه دوم را در حالت‌های اول و دوم نشان می‌دهند. در ریزشبکه دوم نیز همچون ریزشبکه اول، پاسخ‌گویی بار موجب افزایش $22/42\%$ توان بلک‌استارت ارسالی به سیستم توزیع، افزایش $14/8\%$ میزان شارژ باتری، کاهش $95/3\%$ میزان دشارژ باتری و کاهش $21/11\%$ تولید توان میکروتوربین‌ها شده است. همچنین ریزشبکه دوم در حالت دوم بارزدایی را تجربه نمی‌کند، درحالی‌که در حالت اول به میزان $24/1459$ کیلووات از بارهای ریزشبکه در ساعات ۲۴-۲۱ از دست‌رفته‌اند که کاهش 100% بارزدایی ریزشبکه را در حالت دوم نشان می‌دهد.

زمان‌بندی بهینه منابع ریزشبکه سوم تحت حالت‌های مورد مطالعه در شکل ۷ نشان می‌دهد که در این ریزشبکه پاسخگویی بار در حالت دوم صفر بوده است. درحالی‌که بارزدایی ریزشبکه سوم از $114/28$ kW در حالت اول، به صفر در حالت دوم رسیده است. همچنین، توان بلک‌استارت تأمین‌شده از ریزشبکه سوم در حالت دوم نسبت به حالت اول کاهش $56/43\%$ داشته است، درحالی‌که طبق شکل ۴-ب بازیابی بارهای خاموش سیستم توزیع در حالت دوم به طور کامل انجام شده است. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که MMGsO در حالت دوم جهت تأمین توان بلک‌استارت مورد تعهد نیازی به پاسخگویی بارهای ریزشبکه سوم نداشته است. همچنین از مقایسه شکل‌های ۷-الف و ۷-ب، افزایش $1/1\%$ بار تأمین‌شده، کاهش $64/25\%$ تولید توان میکروتوربین‌ها و افزایش $14/63\%$ توان شارژ شده در باتری و کاهش $24/13\%$ توان دشارژ شده از باتری ریزشبکه سوم در حالت دوم نسبت به حالت اول دریافت می‌شود.

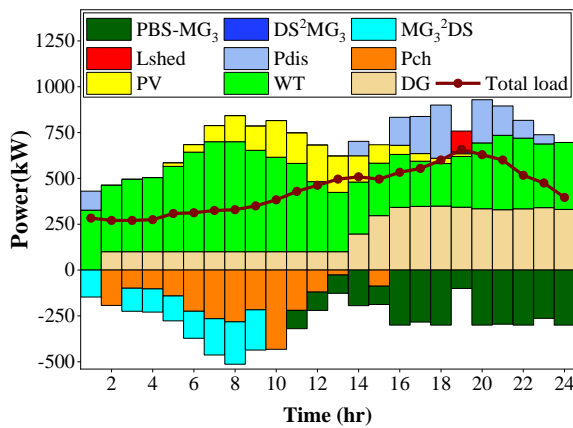


(الف)

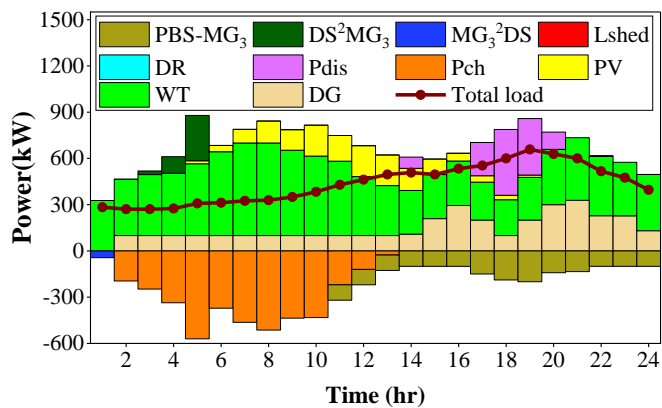


(ب)

شکل (۶): نتایج توزیع اقتصادی ریزشبکه دوم در (الف): حالت اول، (ب): حالت دوم



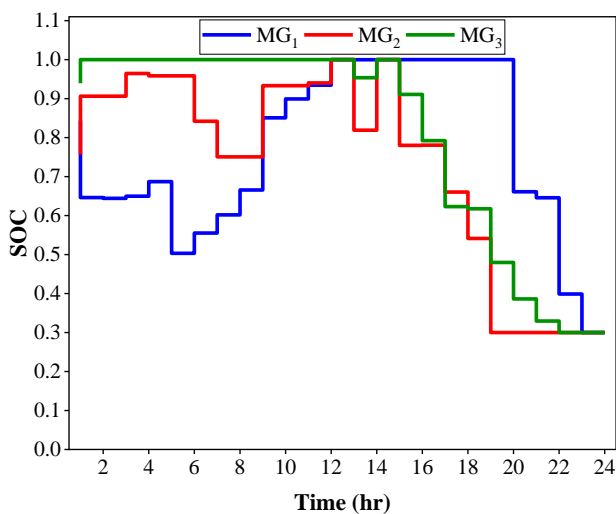
(الف)



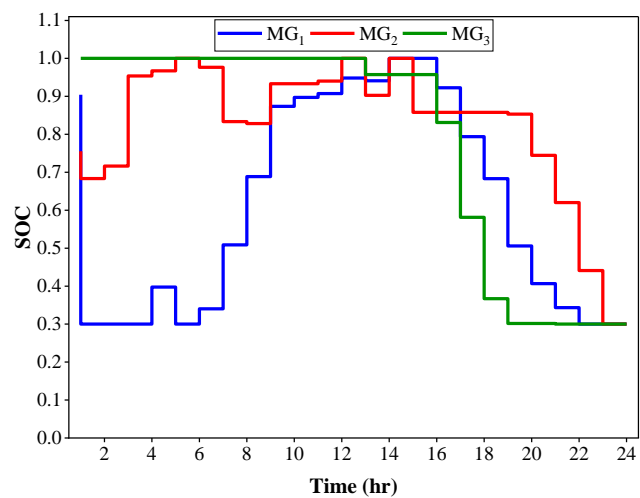
(ب)

شکل (۷): نتایج توزیع اقتصادی ریزشبکه سوم در (الف): حالت اول، (ب): حالت دوم

همان طور که در شکل‌های ۴-۷ قابل مشاهده است، باتری‌ها با قابلیت ذخیره انرژی در ساعت‌های کم‌باری و تزریق انرژی ذخیره شده به سیستم در ساعت‌های پرباری نقش مؤثری در افزایش قابلیت اطمینان، تقویت تاب‌آوری، کاهش بارزدایی و در نتیجه کاهش هزینه‌های بهره‌برداری شبکه‌های توزیع فعال ایفا می‌کنند. ضمن اینکه تجهیزات ذخیره‌ساز با جلوگیری از اتلاف انرژی تولیدی منابع تجدیدپذیر می‌توانند از اتلاف سرمایه جلوگیری کنند. شکل ۸ وضعیت شارژ باتری ریزشبکه‌های ۱ تا ۳ را در حالت‌های مورد بررسی نشان می‌دهد.



(الف)



(ب)

شکل (۸): وضعیت شارژ باتری ریزشبکه‌ها در (الف): حالت اول، (ب): حالت دوم



۵-۲- نتایج اقتصادی

با توجه به اینکه کارایی طرح‌های تقویت تاب‌آوری شبکه‌های توزیع بدون توجه به مسائل اقتصادی قابل اثبات نیست، جهت اطمینان از کارایی استراتژی P-CSBS پیشنهادی وضعیت اقتصادی MMGsO و DSO تحت حالت‌های مورد مطالعه ارزیابی می‌شود. جدول ۵ نتیجه به‌کارگیری استراتژی P-CSBS پیشنهادی را روی اقتصاد MMGها و سیستم توزیع گزارش می‌دهد.

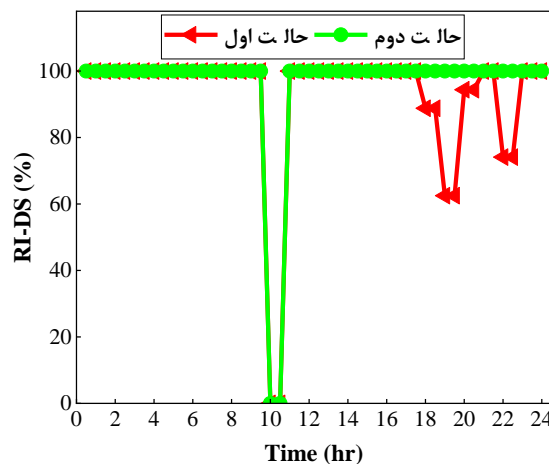
جدول (۵): نتایج اقتصادی برنامه‌ریزی عملیاتی بهینه سیستم مورد مطالعه

شاخص اقتصادی	مجموع هزینه‌های DSO	مجموع سود MMGsO
حالت اول	۴۸۷۰/۷۳۱	۵۲۵۷/۲۳۸
حالت دوم	- ۸۴/۳۶۱	۲۱۶۰۱/۵۹۱

به‌کارگیری استراتژی پیشنهادی در حالت اول موجب تحمیل هزینه ۴۸۷۰ دلاری برای DSO شده است. درحالی‌که در حالت دوم تأمین کلیه بارهای قطع شده سیستم توزیع در فاز بازیابی موجب کسب درآمد ۸۴/۳۶ دلاری برای DSO شده است که نشان‌دهنده کاهش ۱/۱۷۳٪ هزینه بهره‌برداری سیستم توزیع در حضور بارهای پاسخگو می‌باشد. به‌طور مشابه، بهبود وضعیت اقتصادی MMGsO در حضور بارهای پاسخگو نسبت به حالت اول مشهود است. به‌طوری‌که سود MMGsO از ۵۲۵۷/۲۳ دلار در حالت اول به ۲۱۶۰۱/۵۹ دلار در حالت دوم رسیده است که نشان‌دهنده رشد ۳۱۰/۸۹٪ می‌باشد. لازم به ذکر است که کاهش هزینه‌های بهره‌برداری DSO و درعین حال افزایش سود اقتصادی MMGsO در حالت دوم نشان‌دهنده تأثیر مثبت برنامه‌های پاسخگویی بار بر روی اقتصادی بودن استراتژی P-CSBS پیشنهادی می‌باشد که به‌کارگیری برنامه‌های پاسخگویی بار را در طرح‌های تقویت تاب‌آوری کاملاً توجیه‌پذیر می‌سازد. همچنین، نتایج اقتصادی و فنی ذکر شده نشان‌دهنده عملکرد صحیح چارچوب بهینه‌سازی دودفنه بکار گرفته شده در مدل توسعه داده شده می‌باشد.

۵-۳- ارزیابی تاب‌آوری سیستم

شکل ۹ تاب‌آوری سیستم توزیع را تحت استراتژی P-CSBS پیشنهادی بر مبنای بار تأمین شده نشان می‌دهد. در این شکل، نمودارهای قرمز رنگ و سبز رنگ به ترتیب تاب‌آوری سیستم توزیع را در حالت‌های اول و دوم نشان می‌دهد. در حالت اول مطابق نمودار قرمز رنگ، میانگین تاب‌آوری سیستم توزیع، در شرایط بهره‌برداری اضطراری پس از وقوع حادثه HILP به ترتیب ۸۷/۹۸٪ می‌باشد. در حالت دوم مطابق نمودار سبز رنگ، میانگین تاب‌آوری سیستم توزیع با افزایش ۶/۰۸٪ نسبت به حالت اول به ۹۳/۳۳٪ رسیده است که به‌خوبی کارایی استراتژی P-CSBS پیشنهادی را در تقویت تاب‌آوری سیستم توزیع در مقابل حوادث HILP نشان می‌دهد.



شکل (۹): تاب‌آوری سیستم توزیع تحت حالات مورد بررسی

۶- نتیجه‌گیری

وقوع خاموشی‌های گسترده ناشی از حوادث HILP در شبکه‌های توزیع موجب شده است تدوین استراتژی‌های تقویت تاب‌آوری یکی از دغدغه‌های اصلی بهره‌برداران شبکه‌های توزیع باشد. از این رو در این مقاله یک استراتژی پیشگیرانه-اصلاحی خروج از خاموشی مبتنی بر



پتانسیل MMGها باهدف ارتقای تاب‌آوری شبکه‌های توزیع در مقابل حوادث HILP توسعه داده شده است. استراتژی P-CSBS پیشنهادی بر مبنای اقدامات پیشگیرانه مبتنی بر انعقاد قراردادهای دوجانبه خدمات خروج از خاموشی بین DNO و MMGsO و اقدامات اصلاحی مبتنی بر ارسال توان بلک‌استارت MMGها تدوین شده است. مدل ارائه شده با استفاده از بهینه‌سازی چندهدفه مبتنی بر L_p -Metric در چارچوب مدیریت انرژی متمرکز سلسله‌مراتبی فرمول‌بندی شده است. کارایی استراتژی P-CSBS پیشنهادی با ارزیابی میزان بار تأمین شده سیستم مورد مطالعه به‌عنوان شاخص تاب‌آوری در دو حالت با/بدون پاسخگویی بار بررسی شده است. نتایج شبیه‌سازی با اثبات اهمیت برنامه‌های پاسخگویی بار بر تقویت قدرت مانور MMGsO، کارایی استراتژی P-CSBS پیشنهادی را در بازیابی بارهای خاموش سیستم توزیع در هردو حالت مورد بررسی نشان می‌دهند.

مراجع

- [1] N. Bhusal, M. Abdelmalak, M. Kamruzzaman, and M. Benidris, "Power system resilience: Current practices, challenges, and future directions," *IEEE Access*, vol. 8, no. January, pp. 18064–18086, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2968586.
- [2] A. A. Bajwa, H. Mokhlis, S. Mekhilef, and M. Mubin, "Enhancing power system resilience leveraging microgrids: A review," *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 3, 2019, doi: 10.1063/1.5066264.
- [3] M. Izadi, S. H. Hosseini, S. Dehghan, A. Fakharian, and N. Amjadi, "A critical review on definitions, indices, and uncertainty characterization in resiliency-oriented operation of power systems," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 31, no. 1, 2021, doi: 10.1002/2050-7038.12680.
- [4] E. Hossain, S. Roy, N. Mohammad, N. Nawar, and D. R. Dipta, "Metrics and enhancement strategies for grid resilience and reliability during natural disasters," *Appl. Energy*, vol. 290, no. January, p. 116709, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116709.
- [5] M. Panteli and P. Mancarella, "The grid: Stronger, bigger, smarter?: Presenting a conceptual framework of power system resilience," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 13, no. 3, pp. 58–66, 2015, doi: 10.1109/MPE.2015.2397334.
- [6] G. Liu, T. Jiang, T. B. Ollis, X. Li, F. Li, and K. Tomsovic, "Resilient distribution system leveraging distributed generation and microgrids: A review," *IET Energy Syst. Integr.*, vol. 2, no. 4, pp. 289–304, 2020, doi: 10.1049/iet-esi.2019.0134.
- [7] H. Farzin, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Moeini-Agtaie, "Enhancing Power System Resilience Through Hierarchical Outage Management in Multi-Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2869–2879, 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2558628.
- [8] A. Shahbazi, J. Aghaei, S. Pirouzi, M. Shafie-khah, and J. P. S. Catalão, "Hybrid stochastic/robust optimization model for resilient architecture of distribution networks against extreme weather conditions," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 126, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106576.
- [9] S. Ma, B. Chen, and Z. Wang, "Resilience enhancement strategy for distribution systems under extreme weather events," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1442–1451, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2591885.
- [10] M. Mahzarnia, M. Parsa Moghaddam, P. Siano, and M. R. Haghifam, "A comprehensive assessment of power system resilience to a hurricane using a two-stage analytical approach incorporating risk-based index," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 42, no. May, p. 100831, 2020, doi: 10.1016/j.seta.2020.100831.
- [11] Y. Li, Z. Li, F. Wen, and M. Shahidehpour, "Minimax-Regret Robust Co-Optimization for Enhancing the Resilience of Integrated Power Distribution and Natural Gas Systems," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 1, pp. 61–71, 2020, doi: 10.1109/TSTE.2018.2883718.
- [12] S. Lei, C. Chen, Y. Li, and Y. Hou, "Resilient Disaster Recovery Logistics of Distribution Systems: Co-Optimize Service Restoration with Repair Crew and Mobile Power Source Dispatch," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 6, pp. 6187–6202, 2019, doi: 10.1109/TSG.2019.2899353.
- [13] Q. Shi *et al.*, "Network reconfiguration and distributed energy resource scheduling for improved distribution system resilience," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 124, no. August, p. 106355, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106355.
- [14] S. Mousavizadeh, M. R. Haghifam, and M. H. Shariatkhah, "A linear two-stage method for resiliency analysis in distribution systems considering renewable energy and demand response resources," *Appl. Energy*, vol. 211, no. August 2017, pp. 443–460, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.11.067.



- [15] M. Rajabzadeh and M. Kalantar, "Improving the resilience of distribution network in coming across seismic damage using mobile battery energy storage system," *J. Energy Storage*, vol. 52, no. PB, p. 104891, 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.104891.
- [16] M. Ott, M. Almuahini, and M. Khalid, "A MILP-Based Restoration Technique for Multi-Microgrid Distribution Systems," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 136801–136811, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2942633.
- [17] D. N. Trakas and N. D. Hatziargyriou, "Resilience Constrained Day-Ahead Unit Commitment under Extreme Weather Events," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 2, pp. 1242–1253, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2945107.
- [18] A. Shahbazi, J. Aghaei, S. Pirouzi, T. Niknam, M. Shafie-khah, and J. P. S. Catalão, "Effects of resilience-oriented design on distribution networks operation planning," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 191, no. October 2020, 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106902.
- [19] 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 Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 12, pp. 1413–1423, 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5237.
- [20] M. Borghei and M. Ghassemi, "A Multi-Objective Optimization Scheme for Resilient, Cost-Effective Planning of Microgrids," *IEEE Access*, vol. 8, no. November, pp. 206325–206341, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3038133.
- [21] M. Ebadat-Parast, M. H. Nazari, and S. H. Hosseinian, "Distribution system resilience enhancement through resilience-oriented optimal scheduling of multi-microgrids considering normal and emergency conditions interlink utilizing multi-objective programming," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 76, no. October 2021, p. 103467, 2022, doi: 10.1016/j.scs.2021.103467.
- [22] A. S. Kahn mouei and S. Lotfifard, "Enhancing Resilience of Distribution Networks by Coordinating Microgrids and Demand Response Programs in Service Restoration," *IEEE Syst. J.*, vol. 16, no. 2, pp. 3048–3059, 2022, doi: 10.1109/JSYST.2021.3097263.
- [23] H. Gao, Y. Chen, Y. Xu, and C. C. Liu, "Resilience-Oriented Critical Load Restoration Using Microgrids in Distribution Systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2837–2848, 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2550625.
- [24] M. A. Gilani, R. Dashti, M. Ghasemi, M. H. Amirioun, and M. Shafie-khah, "A microgrid formation-based restoration model for resilient distribution systems using distributed energy resources and demand response programs," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 83, no. February, p. 103975, 2022, doi: 10.1016/j.scs.2022.103975.
- [25] A. Younesi, H. Shayeghi, P. Siano, and A. Safari, "A multi-objective resilience-economic stochastic scheduling method for microgrid," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 131, no. October 2020, p. 106974, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.106974.
- [26] A. Arif and Z. Wang, "Networked microgrids for service restoration in resilient distribution systems," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 14, pp. 3612–3619, 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0380.
- [27] A. M. Zein Alabedin, E. F. El-Saadany, and M. M. A. Salama, "Generation scheduling in Microgrids under uncertainties in power generation," *2012 IEEE Electr. Power Energy Conf. EPEC 2012*, pp. 133–138, 2012, doi: 10.1109/EPEC.2012.6474937.
- [28] M. Jasemi, F. Adabi, B. Mozafari, and S. Salahi, "Optimal operation of micro-grids considering the uncertainties of demand and renewable energy resources generation," *Int. J. Renew. Energy Dev.*, vol. 5, no. 3, pp. 233–248, 2016, doi: 10.14710/ijred.5.3.233-248.
- [29] T. Logenthiran and D. Srinivasan, "Short term generation scheduling of a microgrid," *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, pp. 1–6, 2009, doi: 10.1109/TENCON.2009.5396184.
- [30] M. E. Parast, M. H. Nazari, and S. H. Hosseinian, "Resilience Improvement of Distribution Networks Using a Two-Stage Stochastic Multi-Objective Programming via Microgrids Optimal Performance," *IEEE Access*, vol. 9, no. July, pp. 102930–102952, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3098528.
- [31] M. Mazidi, N. Rezaei, and A. Ghaderi, "Simultaneous power and heat scheduling of microgrids considering operational uncertainties: A new stochastic p-robust optimization approach," *Energy*, vol. 185, pp. 239–253, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.07.046.
- [32] R. Li, W. Wang, Z. Chen, and X. Wu, "Optimal planning of energy storage system in active distribution system based on fuzzy multi-objective bi-level optimization," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 342–355, 2018, doi: 10.1007/s40565-017-0332-x.
- [33] C. Kongnam, S. Nuchprayoon, S. Premrudeepreechacharn, and S. Uatrungjit, "Decision analysis on





generation capacity of a wind park,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 8, pp. 2126–2133, 2009, doi: 10.1016/j.rser.2009.01.023.

[34] <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/GB/Auction-prices/UK/Hourly/?view=table>

زیر نویس ها

- 1 High-Impact and Low-Probability
- 2 Multi-Microgrids
- 3 Multi-Microgrids Owner
- 4 Distribution Network Operator
- 5 Distribution System Operator
- 6 Preventive-Corrective Strategy based on Black-start Service
- 7 The levelized cost of energy
- 8 Microgrid Controller
- 9 Source Controller
- 10 Load Controller
- 11 Value of Lost Load
- 12 State of Charge
- 13 Day-ahead
- 14 Real-time
- 15 Emergency

