JIPET

Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology
Vol. 14/ No. 56/ Winter 2023
P-ISSN: 2322-3871, E-ISSN: 2345-5594, http://jipet.iaun.ac.ir/

20.1001.1.23223871.1402.14.56.5.5

Research Article

Provide a Novel Two-Step Approach for Self-Healing Restoration of Smart Distribution Network

Hasan Keshavarz Ziarani[1], *PhD Student*, Seyed Hossein Hosseinian[2], *Professor*, Ahmad Fakharian[1], *Associate Professor*

[1]Department of Electrical Engineering- Qazvin Branch, Islamic Azad University, Qazvin, Iran
[2]Department of Electrical Engineering- Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran.
keshavarz@jku.ac.ir, hosseinian@aut.ac.ir, ahmad.fakharian@qiau.ac.ir

Abstract
Self-Healing is the most essential feature for smart distribution network Restoration when a fault occurs. Islanding of the fault zone can be done both offline and online. Using the online islanding method to restoration the service in the fault zone, the boundary of islanding micro-grids and the number of islands can be determined optimally during the fault. In this study, a novel two-step mathematical method for self-healing restoration after the fault is presented. In the first layer, the optimal arrangement of the system in the faulty area is determined by a new mathematical model. In the first layer, the boundary of island-operating MGs is determined after the fault, which leads to decreasing load shedding and operation costs of the distribution system. Then, in the second layer, the unit commitment problem in the smart distribution system is solved. The load shedding or outage, non-dispatchable distributed generation (DG) resources rescheduling, and optimal planning energy storage systems (ESSs) are determined. Low execution time and the optimal solution are the most essential advantages of the proposed scheme. Tools such as smart load shedding and demand response Programs (DRP) have also been used for optimal system restoration. The IEEE 33-bus distribution system is used to validate the proposed method. The results of case studies demonstrate the effectiveness of the proposed methodology.

Keywords: demand response programs, islanding micro-grid, self-healing, unit commitment.

Received: 24 April 2022
Revised: 4 June 2022
Accepted: 28 July 2022

Corresponding Author: Dr. Ahmad Fakharian

Citation: H. Keshavarz-Ziarani, S.H. Hosseinian, A. Fakharian, "Provide a novel two-step approach for self-healing restoration of smart distribution network", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 14, no. 56, pp. 77-96, January 2023 (in Persian).

20.1001.1.23223871.1402.14.56.5.5

مقاله پژوهشی

ارائه یک رویکرد دو مرحله‌ای جدید جهت بازیابی خودترمیم یک شبکه توزیع هوشمند

حسن کشاورز زیارانی[۱]، دانشجوی دکتری، سید حسین حسینیان[۲]، استاد، احمد فخاریان[۱]، دانشیار

۱- گروه مهندسی برق- واحد قزوین، دانشگاه آزاد اسلامی، قزوین، ایران
۲- دانشکده مهندسی برق - دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران
keshavarz@jku.ac.ir, hosseinian@aut.ac.ir, ahmad.fakharian@qiau.ac.ir

چکیده: خودترمیمی ضروری‌ترین ویژگی جهت بازیابی شبکه توزیع هوشمند در هنگام بروز خطا است. جزیره‌سازی منطقه دچار خطا را می‌توان هم به‌صورت آفلاین و هم به‌صورت آنلاین انجام داد. با استفاده از روش جزیره‌سازی آنلاین برای بازیابی سرویس در منطقه خطادار، می‌توان مرز ریزشبکه‌های جزیره‌ای و تعداد ریزشبکه‌ها را به‌صورت بهینه، حین وقوع خطا تعیین نمود. در این مطالعه، یک روش ریاضی دو مرحله‌ای جدید جهت بازیابی خودترمیمی هنگام وقوع خطا ارائه شده است. در لایه اول آرایش بهینه سیستم در ناحیه دچارخطا، توسط یک مدل ریاضی جدید تعیین می‌شود. سپس در لایه دوم مسئله مشارکت واحدها در سیستم توزیع هوشمند حل می‌شود. کاهش یا قطع بار برنامه‌ریزی مجدد منابع تولید پراکندهٔ غیرقابل توزیع و برنامه‌ریزی بهینه سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی تعیین می‌شوند. زمان اجرای کم و راه‌حل بهینه از مهم‌ترین مزایای طرح پیشنهادی است. ابزارهایی مانند کاهش هوشمند بار و برنامه‌های پاسخ‌گویی به تقاضا نیز جهت بازیابی بهینه سیستم استفاده شده است. سیستم توزیع ۳۳ شینه IEEE برای اعتبارسنجی روش پیشنهادی استفاده می‌شود. نتایج مطالعات موردی اثربخشی روش پیشنهادی را نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌های پاسخ‌گویی به تقاضا، خودترمیمی، ریزشبکه جزیره‌ای، مشارکت واحد.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۱/۲/۴
تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۱/۳/۱۴
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۱/۵/۶

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر احمد فخاریان
نشانی نویسنده‌ی مسئول: قزوین– میدان جانبازان- بلوار نخبگان- دانشگاه آزاد اسلامی واحد قزوین

۱- مقدمه

با افزودن قابلیت‌های فنی و زیرساخت‌های ارتباطی به شبکه موجود، به شبکه‌ای پایدارتر، قابل اعتمادتر و کارآمدتر برای آسان-کردن تعامل پیشرفته کاربران تحت عنوان شبکه هوشمند[۱] (SG) قابل دستیابی است. خود ترمیمی[۲] (SH) یکی از ویژگی‌های بارز شبکه هوشمند است. روش خودترمیمی تضمین مهمی برای اجرای شبکه هوشمند و همچنین دستیابی به عملکردی ایمن محسوب می‌شود [۱]. خودترمیمی به‌عنوان توانایی سیستم برای تشخیص سریع خطاها، با انجام اقداماتی برای به حداقل رساندن هرگونه تأثیر نامطلوب و بازگشت سریع به حالت عملیاتی پایدار تعریف می‌شود [۲]. مطالعات مختلفی برای پرداختن به مسئله بازیابی[۳] سرویس در رویکردهای متمرکز یا غیرمتمرکز[۴] خودترمیمی انجام شده است که مزیت‌ها و عیب‌های خود را دارند [۳]. از جمله این روش‌ها عبارتند از: بهینه‌سازی پارتو[۵] و روش مبتنی برگراف[۶] [۴]، الگوریتم فراابتکاری مبتنی برگراف [۵]، روش تصادفی افق غلطان[۷] [۶]، منطق فازی[۸] [۷،۸]، الگوریتم دیفرانسیل تکاملی[۹] [۹] و روش‌های مبتنی بر مدل‌سازی ریاضی [۱۰،۱۱].

در برخی از مطالعات استراتژی خودترمیمی سیستمهای مبتنی برچندعامل[۱۰] (MAS) که شامل ترکیبی از عناصر نرم‌افزاری و سخت‌افزاری هستند به‌کار رفته است. طرح‌های مبتنی برعامل چندین مزیت را در شبیه‌سازی شبکه هوشمند ارائه می‌دهند [۱۲]. در مرجع [۱۳] یک مدل مبتنی بر عامل برای حفاظت و در مرجع [۱۴] یک سیستم چندعامل فازی در طرح خودترمیمی استفاده شده است. در مرجع [۸]، مفاهیم سیستم چندعاملی برای توسعه یک استراتژی خود ترمیمی به‌کار گرفته می‌شود که در آن تمام عوامل محلی کلیدزنی با آگاهی از وضعیت فعلی شبکه جهت بازیابی خودکار شبکه توزیع همکاری می‌کنند. سیستم-های چند عاملی در مرجع [۱۵] دارای چهار نوع عامل فیدر، منطقه، کلید و منابع تولید پراکنده[۱۱] (DG) است که از شبکه عصبی مصنوعی جهت پیش‌بینی تولید DG بهره می‌برد. اجرای استراتژی کنترل خودترمیمی در شبکه هوشمند یکی از چالش‌های طولانی است. این قابلیت سیستم‌های قدرت برای بازیابی طبیعی شبکه در هنگام بروز خطا است [۱۶]. مرجع [۱۷] یک معماری برای کنترل سیستم قدرت توزیع شده ارائه کرده که با هماهنگ‌کردن سیستم‌های کنترل متمرکز و توزیع شده انعطاف‌پذیری عملیاتی را افزایش می‌دهد. استراتژی کنترل خود ترمیمی در مرجع [۱۸] جهت تشخیص خطا، محلی‌سازی خطا، جداسازی ناحیه خطا و بازیابی توان در سیستم توزیع برق و در مرجع [۱۹] جهت استحکام ریزشبکه‌ها[۱۲] (MGs) در حالت جزیره‌ای ارزیابی می‌شود. مرجع [۲۰] استراتژی تنظیم ولتاژ با تمرکز بر کنترل تزریق توان راکتیو بر اساس یک مدل معماری جامع با حضور منابع توزیع‌شده فتوولتائیک پیشنهاد می‌شود. اخیراً برنامه‌های پاسخ‌گویی به تقاضا[۱۳] (DRP) به یکی از مفاهیم مهم در بخش توان و انرژی تبدیل شده است. مشارکت انواع مختلف بارها از جمله مسکونی، تجاری و صنعتی در DRP می‌تواند به معرفی آن‌ها به عنوان بارهای هوشمند و انعطاف‌پذیر کمک کند. در مرجع [۲۱] به برنامه‌های پاسخ‌گویی به تقاضا در بخش واحدهای مسکونی توجه شده است. در مرجع [۲۲]، نویسندگان چهار جنبه اصلی پاسخ‌گویی به تقاضای شبکه هوشمند مانند برنامه‌ها، موضوع‌ها، رویکردها و برنامه‌های افزودنی آینده را بررسی می‌کنند. نویسندگان در مرجع [۲۳] تأثیر برنامه‌های پاسخ به تقاضا را همزمان با عملکرد مبتنی بر ریزشبکه‌های چندگانه از شبکه‌های توزیع فعال بررسی کرده‌اند. یک برنامه پاسخ‌گویی تقاضای گام به گام[۱۴] در سیستم مدیریت انرژی [۱۵] (EMS) برای ریزشبکه‌های ساختار جداگانه در نظر گرفته شده است [۲۴].

در مرجع [۲۵] یک ریزشبکه هوشمند پارک متشکل از منابع تولید برق فتوولتائیک، سیستم گرمایش و سرمایش ترکیبی، سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی[۱۶] (ESS) و بار پاسخ‌گو برای بررسی استراتژی برنامه‌ریزی بهینه این واحدها با در نظر گرفتن تقاضای مبتنی بر قیمت مدل‌سازی شده است. در مرجع [۲۶] برنامه‌ریزی تولید کوتاه-مدت مبتنی بر ریسک ریزشبکه تجدیدپذیر پیشنهاد شده و اثرات برنامه پاسخ‌گویی به تقاضا بررسی شده است. مرجع [۲۷] چارچوبی را برای تحلیل مشکل مدیریت زمان واقعی شبکه‌های هوشمند ارائه می‌دهد. در مرجع [۲۸] از روشی چند-هدفه برای طراحی یک برنامه پاسخ‌گویی به تقاضا استفاده شده که هزینه‌های انرژی کاربران مسکونی و ضریب بار شبکه را در نظر می‌گیرد.

در مرجع [۲۹]، یک جعبه ابزار مدیریت انرژی برای ساختمان‌های متصل به شبکه الکتریکی مدل‌سازی شده است. مدل پیشنهادی یک هاب انرژی شامل اتصال خودرو به خانه[۱۷] (V2H)، توربین بادی، برنامه پاسخ‌گویی به تقاضا و دیزل ژنراتور را تشکیل می‌دهد. در برخی از تحقیقات مانند مرجع [۳۰] روند مدیریت و بازیابی انرژی شبکه توزیع فعال[۱۸] (AND) بررسی شده است. مدل بهینه

از انعطاف‌پذیری مدیریت انرژی و روش خودترمیمی در شبکه توزیع فعال شامل منابع انرژی تجدیدپذیر[۱۹] (RES)، وسایل نقلیه الکتریکی[۲۰] (EV) به همراه برنامه پاسخ‌گویی به تقاضا ارائه شده است.

مطالعات متنوعی جهت روبرو شدن با حوادث و خطاها در حالت خودترمیمی با تمرکز بر رویکرد جزیره‌ای کردن انجام شده است. در مرجع [۳۱]، همراه با مدل‌سازی تصادفی برای رفتار وسایل نقلیه الکتریکی، اثر وسایل نقلیه الکتریکی فتوولتائیک[۲۱] (PHEV) در بهبود ویژگی خودترمیمی در حالت جزیره‌ای در شبکه برق ارزیابی شده است. یک روش خودترمیم زمان واقعی که شامل الگوریتم‌های اندازه‌گیری و مبتنی بر مدل است برای مقابله با اختلال‌های شدید سیستم قدرت در مرجع [۳۲] ارائه شده است. در مرجع [۳۳] یک روش مبتنی بر ریسک، بدون و همراه با جزیره‌ای کردن به‌منظور تعریف زمان مناسب جهت تقسیم‌بندی ساختار سیستم پیشنهاد شده است.

مفهوم ریزشبکه یکی از راه‌کارهای مناسب برای افزایش تاب‌آوری و جلوگیری از کاهش بار به ویژه در شرایط اضطراری است. عملکرد در حالت جزیره‌ای یکی از ویژگی‌های منحصر به فرد ریزشبکه‌ها است که می‌تواند مزیت‌های بی‌شماری را هم برای مصرف‌کنندگان و هم برای تولیدکنندگان انرژی فراهم کند. بر خلاف شبکه‌های توزیع معمولی ریزشبکه‌های قابل تنظیم مجدد، فرآیند پیکربندی را برای دستیابی به ساختار بهینه امکان‌پذیر می‌کنند [۳۴]. در مرجع [۳۵] یک استراتژی جامع خودترمیم برای جزیره‌ای کردن ریزشبکه، تحت سناریوهای مختلف بررسی شده و مسئله جزیره‌سازی به‌عنوان یک مسئله برنامه‌نویسی درجه دوم مختلط[۲۲] (MIQP) فرموله شده است. در مرجع [۳۶] یک برنامه‌ریزی بهینه‌سازی ریزشبکه جزیره‌ای متمرکز براساس ویژگی‌های تنظیم فرکانس واحدها و پاسخ به تقاضا) ارائه شده است. یک رویکرد آماری برای انعطاف‌پذیری ریزشبکه در مرجع [۳۷] توسعه یافته است، سپس یک الگوریتم بهینه‌سازی برای کنترل ریزشبکه در حوادث جزیره‌سازی فرموله شده است. گروه-بندی مختلفی برای شناسایی و ارزیابی جزیره‌سازی عمدی[۲۳] ریزشبکه در مرجع [۳۸] براساس نقطه اتصال مشترک[۲۴] (PCC) ارائه شده است. علاوه بر ارائه روش تنظیم مجدد خودترمیمی برای شبکه‌های توزیع هوشمند با DG در مرجع [۳۹]، یک الگوریتم ابتکاری براساس شبکه ساختار درختی ارائه شده است. سیستم مدیریت انرژی با روش آرام‌سازی محدب[۲۵] در مرجع [۴۰] برای ایجاد یک ریزشبکه جزیره‌ای به‌کار رفته که هزینه‌های عملکردی و انتشار آن را بهینه می‌کند. از روش بهینه برای مدیریت انرژی در مرجع [۴۱] استفاده شده که علاوه بر این‌که سود مالکان شبکه‌های کوچک را در نظر می‌گیرد باعث افزایش قابلیت اطمینان در یک ساختار چند ریزشبکه‌ای می‌شود. بررسی جامعی بر روش‌های مختلف کنترل ریزشبکه به ویژه کنترل سلسله مراتبی ریزشبکه جزیره‌ای در مرجع [۴۲] انجام شده است.

مدیریت انرژی ریزشبکه معمولاً با محدودیت‌های فنی روبرو است که با روش‌های مختلف بهینه‌سازی اقدام مناسب صورت می‌گیرد. مسئله بهینه‌سازی محدود را می‌توان با استفاده از روش‌های بهینه‌سازی ابتکاری یا رویکردهای ریاضی حل کرد. یک چارچوب ریاضی برای افزایش انعطاف‌پذیری سیستم مدیریت انرژی ریزشبکه بر اساس حالت جزیره‌ای در مرجع [۴۳] توسعه یافته و مفهوم پاسخ به تقاضا از طریق بارهای قابل تنظیم و PHEV مدل‌سازی می‌شود. در مرجع [۴۴] یک مدل ریاضی برای نفوذ انرژی‌های تجدیدپذیر در یک ریزشبکه جزیره‌ای در حضور DR و ES پیشنهاد شده که عدم تعادل عرضه و تقاضا را به دلیل متناوب بودن تولیدات تجدیدپذیر کاهش می‌دهد. مرجع [۴۵] یک نمای کلی از فرمول ریاضی الگوریتم پاسخ به تقاضا و اجرای آن در سطوح مختلف در سیستم قدرت را ارائه می‌دهد. مطالعه در مرجع [۴۶] تجزیه و تحلیل عملکرد پارامترهای سیستم قدرت از جمله توان واقعی و راکتیو، ولتاژ، فرکانس و زاویه فاز برای شناسایی جزیره با استفاده از مورفولوژی ریاضی پیشنهاد شده است. در مرجع [۴۷] یک استراتژی جدید برای حفاظت از ریزشبکه بر اساس مورفولوژی ریاضی ارائه شده است. روش پیشنهادی برای حفاظت اولیه و پشتیبان سیستم‌های متصل به شبکه و جزیره‌ای با پیکربندی حلقه‌ای و شعاعی بررسی شده است. در مطالعات صورت گرفته در مرجع [۵] از روش دو مرحله‌ای استفاده شده است. در لایه اول برای آرایش بهینه سیستم از نظریه گراف ادغام شده با الگوریتم بهینه‌سازی تجمعی ذرات[۲۶] (PSO) استفاده شده است. در لایه دوم یک مدل غیرخطی به‌صورت ریاضی مسئله مشارکت واحد را حل کرده است. در لایه اول از الگوریتم هوشمند، جهت دستیابی به جواب بهینه استفاده شده است. در الگوریتم های ابتکاری و هوشمند به دلیل عدم برخورداری از فرمول ریاضی این احتمال وجود دارد که پاسخ‌ها در نقطه بهینه محلی قرار بگیرند. در مرجع [۶] بازیابی دو مرحله‌ای با استفاده از روش ریاضی با مدل غیرخطی ارائه شده است. درمرجع [۱۱] از روش دو

مرحله‌ای استفاده شده که در لایه اول یک مدل خطی استفاده شده است؛ اما در لایه دوم بعد از مشخص شدن متغیرهای باینری که نشان دهنده وضعیت کلیدها است یک مدل غیرخطی جهت کاهش هزینه ارائه شده که هر دو لایه با استفاده از حل کننده‌های ریاضی حل شده است. در مرجع [۴۸] یک روش دو مرحله‌ای استفاده شده است. در لایه اول از نظریه گراف ادغام شده با الگوریتم باینری بهینه‌سازی تجمعی ذرات برای تعیین آرایش بهینه سیستم استفاده شده است. در لایه دوم نیز از الگوریتم بهینه‌سازی تجمعی ذرات همراه با پخش بار جاروب رفت و برگشتی استفاده شده است. مدل‌های ارائه شده در مرجع‌های [۵]، [۶] و [۱۱]، به دلیل غیرخطی بودن دارای زمان اجرای بسیار بالا و استفاده از این مدل‌ها در سیستم‌های بزرگ عملا غیرممکن است. در مرجع [۴۸] نیز به دلیل استفاده از الگوریتم‌های هوشمند رسیدن به جواب بهینه تضمین نخواهد شد. مزیت الگوریتم‌های اکتشافی بیش از رویکردهای مستقیم ریاضی در پیچیدگی محاسباتی کاهش یافته آنها قرار دارد. با این حال این مزیت به قیمت یافتن راه‌حل‌های غیربهینه است [۵۳،۵۴]. اما در مقاله حاضر از یک روش دو مرحله‌ای خطی‌سازی شدهٔ جدید استفاده شده است. مدل پیشنهادی با استفاده از حل کننده‌های ریاضی حل شده است. همچنین در مدل پیشنهادی از ابزار برداشت بار ادغام شده با طرح‌های پاسخ‌گویی بار استفاده شده است. در حالی‌که در مرجع‌های [۵] و [۶] و مرجع‌های [۱۱] و [۴۸] از طرح‌های پاسخ‌گویی بار استفاده نشده است.

۲- نوآوری و ترکیبات اصلی مقاله

در روش پیشنهادی از روش جزیره‌سازی آنلاین برای بازیابی سرویس در منطقه خطادار استفاده شده است. در روش جزیره‌سازی آنلاین مرز ریزشبکه‌های جزیره‌ای و تعداد ریزشبکه‌ها به‌صورت بهینه پس از خطا تعیین می‌شوند. پس از وقوع خطا منطقه خطادار ایزوله می‌شود. سپس با بستن تای کلیدها در منطقه خطادار تعدادی از کلیدها برای تعیین ریزشبکه جزیره‌ای بهینه باز می‌شوند تا علاوه بر ایجاد ریزشبکه جزیره‌ای بهینه، شرط شعاعی ماندن سیستم نیز حفظ شود؛ بنابراین در این حالت ممکن است تعدادی از تای کلیدها بسته شوند و تعدادی از کلیدهای بسته، باز شوند. البته تای کلیدهای متصل به شبکهٔ بالادست جزء برنامه‌ریزی برای آرایش ریزشبکهٔ بهینه در منطقه خطادار محسوب نمی‌شوند. چون با انتخاب شدن آن منطقه خطادار به شبکه بالادست وصل می‌شود و دیگر سیستم به‌صورت جزیره‌ای عمل نمی‌کند. در حالی‌که در روش پیشنهادی عملکرد سیستم در منطقه خطادار به‌صورت جزیره‌ای مد نظر است؛ بنابراین در لایه اول با تشکیل ریز شبکه‌های بهینه با استفاده از مدل خطی ریاضی، ریزشبکه‌های جزیره‌ای تشکیل خواهد شد. در لایه دوم توسط آرایش بهینه شکل گرفته در مرحله اول مسئله مشارکت واحد برای سیستم توزیع هوشمند حل می‌شود. در این مرحله مسئله مشارکت واحد به‌صورت ادغام شده با ابزارهای برداشت بار و طرح های پاسخ‌گویی بار با استفاده از یک مدل خطی ریاضی حل می‌شود. از نکات برجسته در طرح پیشنهادی، استفاده از روشی بهینه که قادر است زمان اجرای مسئله را به شدت کاهش دهد و رسیدن به جواب بهینه را تضمین می‌کند. همچنین در مدل پیشنهادی از تمام ابزارهای ممکن همچون برداشت هوشمند بار پاسخ‌گویی به تقاضا، استفاده از انواع منابع تولید پراکنده و ذخیره‌ساز انرژی جهت بازیابی بهینه استفاده شده است. نوآوری اصلی مقاله در زیر بیان شده است.

- ارائه مدل‌سازی ریاضی جدید برای حل مسئله بازآرایی یک سیستم توزیع هوشمند پس از خطا: در لایه اول در مرور ادبیات، بیشتر از نظریه گراف به همراه الگوریتم‌های هوشمند و مدل‌های غیرخطی برای حل مسئله استفاده شده است. اما در این مقاله یک مدل جدید خطی برای بازآرایی سیستم پس از خطا استفاده شده است که علاوه بر کاهش زمان حل، منجر به جواب‌های نزدیک به بهینه سراسری به دلیل استفاده از حل کننده‌های ریاضی می‌شود.

- حل مسئله مشارکت واحد در یک سیستم توزیع هوشمند با وجود ابزار برداشت هوشمند بار و پاسخ‌گویی بار: در لایه دوم و بر اساس آرایش بهینه ایجاد شده در لایه اول، مسئله مشارکت واحد با حضور بارهای پاسخ‌گو و برنامه‌ریزی مجدد منابع تولید پراکنده به وسیلهٔ یک مدل خطی حل می‌شود. مدل خطی پیشنهادی همانند لایه اول منجر به پاسخ بهینه در زمان حل بسیار پایین می‌شود. زمان حل مسئله بازیابی که وضعیت اضطراری در سیستم توزیع محسوب می‌شود بسیار مهم است.

- ایجاد ریزشبکه‌های جزیره‌ای بهینه در منطقه خطادار: یکی دیگر از محاسن روش پیشنهادی ایجاد ریزشبکه‌های بهینه به‌صورت آنلاین پس از خطا است. در حالی‌که در روش جزیره‌سازی در اغلب مرجع‌ها، ریزشبکه‌ها به‌صورت آفلاین تشکیل می‌شوند. تشکیل

آنلاین ریزشبکه‌ها به این دلیل مهم است که با توجه به منابع در دسترس و محل خطا مرز ریزشبکه‌ها تشکیل می‌شوند که منجر به کاهش برداشت یا قطع بار در سیستم خواهد شد.

- ارائه مدل‌سازی ریاضی و توابع هدف جدید برای مسئله بازیابی سیستم توزیع هوشمند: در ادامه از مدل‌سازی ریاضی دو مرحله‌ای خطی استفاده شده است. در بخش ۴ شبیه‌سازی و تحلیل نتایج ارائه شده است. همچنین برای اعتبارسنجی، مقایسه با روش‌های دیگر انجام شده است. در بخش آخر نیز نتیجه‌گیری و پیشنهادات بیان شده است.

۳- مدلسازی

فرض‌ها برای بهینه‌سازی مسئله به‌صورت زیر در نظر گرفته شده است:

الف- سیستم مورد مطالعه یک سیستم متعادل در نظر گرفته شده است.

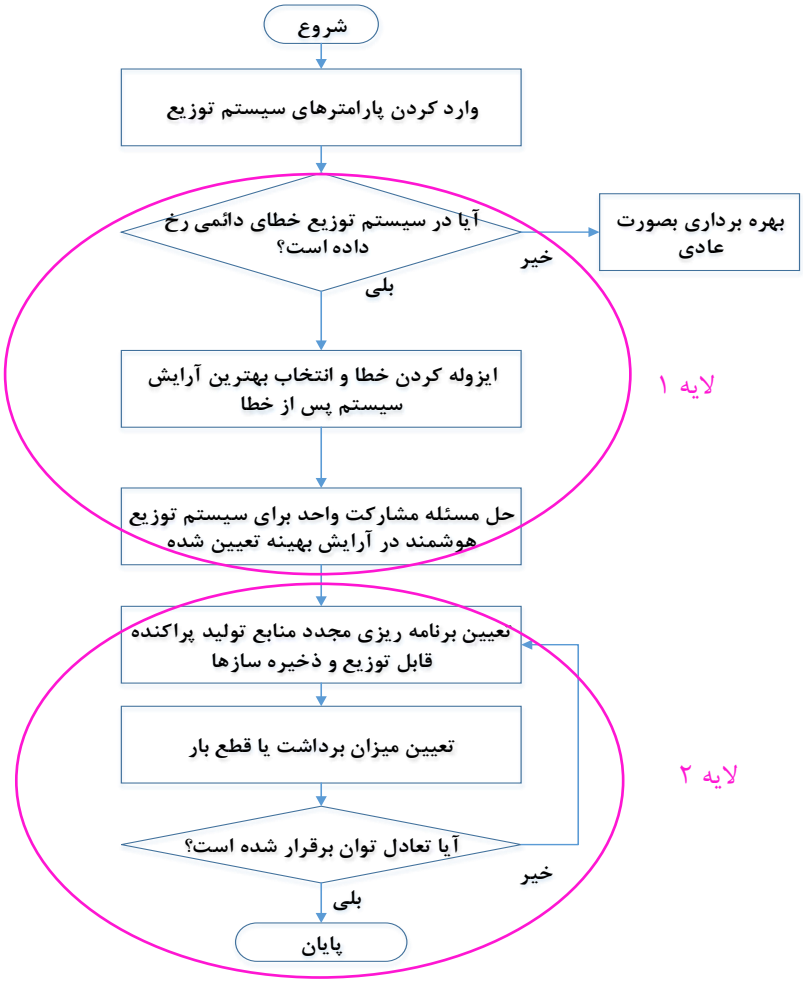
ب- از پخش بار راکتیو صرف نظر شده است.

ج- ضریب نفوذ میکروتوربین‌ها یک در نظر گرفته شده است. به‌عبارت دیگر میکروتوربین‌ها نمی‌توانند در شرایط پرباری در حالت اضافه بار کار کنند.

در یک سیستم توزیع هوشمند انواع منابع تولید پراکنده قابل توزیع و غیرقابل توزیع و ذخیره‌سازها حضور دارند. وجود ذخیره-سازها در سیستم‌های هوشمند ضروری است. چون این منابع با توجه به سرعت پاسخ‌گویی بسیار بالایی که دارند می‌توانند بر عدم قطعیت منابع تولید پراکندهٔ غیر قابل توزیع غلبه کنند. یکی دیگر از فاکتورهای مهم در یک سیستم توزیع هوشمند، قابلیت اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی به تقاضا است. در مرور ادبیات در مورد پاسخ‌گویی به تقاضا بیشتر به کاربرد آن در بحث مدیریت مصرف انرژی پرداخته شده است. اما در این مقاله از پاسخ‌گویی به تقاضا برای بازیابی بهینه سیستم توزیع استفاده شده است. در این مقاله مصرف‌کننده‌ها به دو دسته مصرف‌کننده‌های قابل کنترل و مصرف‌کننده‌های غیرقابل کنترل تقسیم شده‌اند. مصرف-کننده‌های قابل کنترل نیز به سه دسته بارهای قابل تنظیم به‌عنوان اولویت سوم، قابل وقفه به‌عنوان اولویت دوم و قابل جابه‌جایی به‌عنوان اولویت اول تقسیم می‌شوند. در این مقاله یک الگوریتم دو مرحله‌ای ارائه شده است. در مرحله اول بازآرایی سیستم بوسیلهٔ یک مدل خطی جدید حل می‌شود. در مرحله دوم بوسیلهٔ آرایش بهینه ایجاد شده در مرحله اول، مسئله مشارکت واحد در سیستم توزیع حل می‌شود. در مرحله دوم، ابزار برداشت بار روی بارهای پاسخگو استفاده می‌شود. همچنین برنامه‌ریزی مجدد منابع تولید پراکنده قابل توزیع انجام می‌شود. در صورتی‌که سیستم بوسیلهٔ ابزار برداشت بارهای پاسخگو و برنامه‌ریزی مجدد منابع تولید پراکنده قادر به برقرارکردن تعادل توان در سیستم نبود، قطع بار انجام خواهد شد. البته قطع بار یا برداشت بارهای با اولویت بالا باعث اعمال هزینه بیشتری روی بهره‌برداری سیستم خواهد بود. مراحل الگویتم حل پیشنهادی در شکل (۱) نشان داده شده است.

لایه اول- بازآرایی شبکه پس از وقوع خطا (مرحله اول): در این لایه تابع هدف جدیدی برای حل مسئله بازآرایی ارائه شده است. در تابع هدف (۱)، در ترم اول، هزینه‌ای به‌عنوان جریمه، جهت انحراف ولتاژ مجاز لحاظ شده است که در آن مقادیر ولتاژها بر حسب پریونیت است و ضریب جریمه، C^{delv} برحسب دلار به‌عنوان ضریب انحراف ولتاژ مجاز لحاظ شده و ترم دوم سود ناشی از فروش برق به مشتریان است [۶]. ترم‌های ۳ تا ۶ به‌ترتیب هزینه برداشت بارهای با اولویت اول شامل بارهای قابل جابه‌جایی، اولویت دوم شامل بارهای قابل وقفه، اولویت سوم شامل بارهای قابل تنظیم و اولویت چهارم قابلیت قطع بار را نشان می‌دهد که ضریب‌های مربوط به هزینه در جدول (۴) بیان شده است. ترم ۷ تعداد خطوط را نشان می‌دهد که به‌عنوان یک متغیر عدد صحیح، می‌تواند به‌عنوان ترم ثابت تابع هزینه در نظر گرفته شود و مجموع تعداد خطوط متصل را مینیمم می‌کند که منجر به ایجاد ریزشبکه‌های جزیره‌ای می‌شود [۶].

$$\begin{aligned}\mathrm{Min}\sum_t\Big(\sum_{k,t} c^{delv}\left|\Delta v_{k,t}\right| - \sum_k c^{D} p^{D}_{k,t}(k,t) + \sum_k c^{LS1} p^{LS1}_{k,t}(k,t) + \sum_k c^{LS2} p^{LS2}_{k,t}(k,t) \\ + \sum_k c^{LS3} p^{LS3}_{k,t}(k,t) + \sum_k c^{LS4} p^{LS4}_{k,t}(k,t) + \sum_{k,j} X(k,j)\Big)\end{aligned} \tag{۱}$$



شکل(۱): فلوچارت پیشنهادی

Figure (1): Proposed flowchart

در ترم اول به دلیل این‌که ممکن است ولتاژ به سمت بالاتر یا پایین‌تر از ولتاژ نامی انحراف داشته باشد هزینه‌ای به‌عنوان جریمه میزان انحراف ولتاژ در نظر گرفته می‌شود که از تابع قدرمطلق استفاده شده است. چون در صورت عدم استفاده از قدرمطلق، تابع هدف سعی در مینیمم‌سازی و رفتن به ولتاژ مینیمم مجاز دارد. از آنجایی که قدرمطلق باعث غیرخطی شدن مدل می‌شود، بنابراین باید جایگزین مناسبی برای قدرمطلق قرار داده شود تا مدل تبدیل به یک مدل غیرخطی نشود. علت استفاده از قدرمطلق به‌کار رفته در ترم اول مدل این است که مدل به سمت ولتاژهای بالاتر از مینیمم مجاز هدایت شود. در اینجا به‌جای ترم انحراف ولتاژ، مقدار نامی مشابه در ترم اول رابطه (۲)، با مقدار $X_p(k,t)+X_n(k,t)$ جایگزین شده که دو متغیر مثبت هستند. این دو متغیر به کمک رابطه (۳) می‌توانند مدل‌سازی مقدار انحراف ولتاژ را از حالت غیرخطی به حالت خطی تبدیل کنند.

$$\begin{aligned}\mathrm{Min}\sum_t\Big(\sum_{k,t} c^{delv}\big(X_P(k,t)+X_n(k,t)\big)-\sum_k c^{D} p^{D}_{k,t}(k,t)+\sum_k c^{LS1} p^{LS1}_{k,t}(k,t)\\ +\sum_k c^{LS2} p^{LS2}_{k,t}(k,t)\ +\sum_k c^{LS3} p^{LS3}_{k,t}(k,t)+\sum_k c^{LS4} p^{LS4}_{k,t}(k,t)+\sum_{k,j} X(k,j)\Big)\end{aligned} \tag{۲}$$

$$\Delta V_{k,t}=\big(X_P(k,t)-X_n(k,t)\big) \tag{۳}$$

در معادله زیر مقدار ولتاژ مجاز در هر باس دارای خطا نشان داده شده است.

$$1-\Delta V\le V_{k,t}\le 1+\Delta V \tag{۴}$$

معادلات پخش بار اکتیو و راکتیو AC به‌ترتیب در رابطه‌های (۵) و (۶) بیان شده است. این دو رابطه به شدت غیرخطی هستند و سبب می‌شوند که حل‌کننده به جواب نشدنی برسد. به همین دلیل در ادامه فرمول‌سازی این دو رابطه خطی خواهند شد.

$$P_{k,j,t}=X_{k,j}\Big(V_{k,t}\sum_j V_{j,t}\big(G_{K,J}\cos\theta_{kj,t}+B_{K,J}\sin\theta_{kj,t}\big)\Big),\forall k \tag{۵}$$

$$Q_{k,j,t} = X_{k,j}\left(V_{k,t}\sum_j V_{j,t}\left(G_{K,J}\sin\theta_{kj,t} - B_{K,J}\cos\theta_{kj,t}\right)\right), \forall k \quad (۶)$$

به دلیل غیرخطی بودن معادلات پخش بار در رابطه‌های (۵) و (۶)، این دو رابطه به شکل زیر خطی‌سازی می‌شوند. برای خطی‌سازی باید فرض‌های زیر برقرار باشند:

- ولتاژ همیشه نزدیک به مقدار نامی قرار دارد.
- تفاوت زاویه ولتاژ کم است؛ بنابراین می‌توان سینوس θ را برابر θ و کسینوس آن را برابر یک در نظر گرفت.

بنابراین ولتاژ یک باس را می‌توان به‌صورت زیر بیان کرد:

$$V_{k,t} = 1 + \Delta V \quad (۷)$$

تغییرات ولتاژ باید در محدودهٔ مجاز قرار داشته باشد ($\Delta V^{min} \leq \Delta V_k \leq \Delta V^{max}$)، بنابراین با توجه به رابطه (۷)، رابطه‌های (۵) و (۶) به‌صورت زیر تغییر می‌کنند:

$$P_{k,j,t} = \sum_j ((1 + \Delta V_{k,t} + \Delta V_{j,t})G_{k,j} + B_{k,j}\cdot\theta_{kj,t}), \forall k \quad (۸)$$

$$Q_{k,j,t} = \sum_j (1 + \Delta V_{k,t} + \Delta V_{j,t})\left(G_{k,j}\theta_{kj,t} - B_{k,j}\right), \forall k \quad (۹)$$

به دلیل ضرب دو متغیر در یکدیگر، عبارت‌های (۸) و (۹) همچنان غیرخطی هستند.

از آنجایی که انتظار می‌رود که حاصل $\Delta V_{j,t} . \theta_{kj,t}$ و $\Delta V_{k,t}.\theta_{kj,t}$ یک عدد بسیار کوچک باشد، بنابراین، ترم‌های غیرخطی از معادله‌های (۸) و (۹) حذف می‌شوند که در نهایت رابطه‌های (۱۰) و (۱۱) رابطه‌های خطی معادلات پخش بار هستند.

$$P_{k,j,t} = \sum_j (1 + \Delta V_{k,t} + \Delta V_{j,t})G_{k,j} + B_{k,j}\cdot\theta_{kj,t}), \forall k \quad (۱۰)$$

$$Q_{k,j,t} = \sum_j (G_{k,j}\theta_{kj,t} - (1 + \Delta V_{k,t} + \Delta V_{j,t})B_{k,j}), \forall k \quad (۱۱)$$

اما همچنان معادله‌های پخش بار اکتیو و راکتیو در رابطه‌های (۱۰) و (۱۱) به دلیل ضرب آنها در $X_{k,j}$ غیرخطی هستند. برای خطی‌سازی این معادله‌ها لازم است $X_{k,j}$ را از معادله‌های پخش بار حذف کرد. پس این متغیر باینری را در حد توان تزریقی اکتیو و راکتیو باید ضرب نمود. در این‌صورت به راحتی می‌توان معادله‌های پخش بار را خطی کرد. در این رابطه‌ها M یک عدد بزرگ است.

$$P_{k,j,t} \leq M \times X_{k,j} \quad (۱۲)$$

$$P_{k,j,t} \geq -M \times X_{k,j} \quad (۱۳)$$

معادلات (۱۴) و (۱۵) به ترتیب میزان تعادل توان اکتیو و راکتیو را در هر باس نشان می‌دهند.

$$P_{kj,t} = P^G_{k,t} + P^E_{k.t} - P^D_{k,t} + P^{WT}_{k,t} + P^{PV}_{k,t} + P^{ESc}_{i,t} - P^{ESd}_{i,t} \quad (۱۴)$$

$$Q_{kj,t} = q^G_{k,t} - q^D_{k,t} + q^{WT}_{k,t} + q^{PV}_{k,t} \quad (۱۵)$$

توان ظاهری هر منبع تولید نباید مطابق رابطه (۱۶) از مقدار مجاز بیشتر باشد:

$$\left(P^G_{k,t}\right)^2 + \left(q^G_{k,t}\right)^2 \leq S_k^{max\,2} \quad (۱۶)$$

رابطه (۱۶) یک معادله غیرخطی است لذا زمان حل مسئله را بشدت افزایش می‌دهد. روش خطی سازی مبتنی بر پولیگون برای خطی‌سازی رابطه (۱۷) استفاده شده است [۴۹]. شعاع دایره از پولیگون s انتخاب می‌شود که η تعداد لبه‌های پولیگون برای خطی‌سازی است. بنابراین معادلات خطی شده (۱۸) تا (۲۰) جایگزین معادله غیرخطی (۱۶) می‌شود.

$$S_k = S_k^{max}\sqrt{(2\pi/\eta)/\sin(2\pi/\eta)} \quad (۱۷)$$

$$-\sqrt{3}\left(P^G_{k,t} + S_k\right) \leq q^G_{k,t} \leq -\sqrt{3}\left(P^G_{k,t} - S_k\right) \quad (۱۸)$$

$$\frac{-\sqrt{3}}{2}S_k \leq q^G_{k,t} \leq \frac{\sqrt{3}}{2}S_k \quad (۱۹)$$

$$\sqrt{3}\left(P^G_{k,t} - S_k\right) \leq q^G_{k,t} \leq \sqrt{3}\left(P^G_{k,t} + S_k\right) \quad (۲۰)$$

ذخیره‌ساز باطری در زمان‌های کم باری با ذخیرهٔ انرژی و در مواقع افزایش بار با دشارژ شدن و کاهش برداشت بار به سیستم توزیع کمک می‌کند. در رابطه (۲۱) محدودیت میزان شارژ و دشارژ بیان شده است.

$$-P_k^{ch,max}.\lambda_{k,t} \le P_{k,t}^{E} \le P_k^{dch,max}.\phi_{k,t} \quad (۲۱)$$

باطری در هر لحظه تنها می‌تواند شارژ یا دشارژ شود که این محدودیت در رابطه (۲۲) بیان شده است.

$$\lambda_{k,t} + \phi_{k,t} \le 1 \quad (۲۲)$$

حالت شارژ باطری به‌وسیله رابطه (۲۳) بیان می‌شود و حداقل و حداکثر وضعیت شارژ باطری همانند رابطه (۲۴) بیان می‌شود:

$$SOC_{k,t} = SOC_{k,t-1} - \frac{T}{EC_k}\left(\phi_{k,t}P_{k,t}^{E}\pi_d^{-1} + \lambda_{k,t}P_{k,t}^{E}\pi_c\right) \quad (۲۳)$$

$$0 \le SOC_{k,t} \le SOC_k^{max} \quad (۲۴)$$

با وجود تقریب در مدل‌های خطی، صرفاً از مدل خطی برای مدل‌سازی میکروتوربین به عنوان یکی از روش‌هایی معرفی شده در برخی مرجع‌ها [۵۷-۵۵]، با هدف کاهش پیچیدگی و ساده‌سازی، اطمینان از امکان‌پذیری دستیابی به پاسخ همگرا، پرهیز از مواجه با معادلات غیرخطی غیر محدب، استفاده شده است تا بتوان مسئله را به‌صورت یک مسئله برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح مختلط در نرم‌افزار گمز تعریف نمود. تولید توان واحد میکروتوربین i در زمان t باید در محدوده عملیاتی باشد که در رابطه (۲۵) آورده شده است به‌ترتیب حداقل و حداکثر محدوده عملیاتی وابسته به زمان میکروتوربین را بیان می‌کنند. این دو متغیر لزوماً با $pg^{max}_{(k,t)}$ و $pg^{min}_{(k,t)}$ برابر نیستند. حد بالای عملیاتی در رابطه‌های (۲۶) و (۲۷) شرح داده شده است. محدودیت‌های سطح بالا/ پایین رمپ میکروتوربین‌ها به‌صورت رابطه (۲۹) مدل‌سازی می‌شود.

$$\underline{pg}_{(k,t)} \le pg \le \overline{pg}_{(k,t)} \quad (۲۵)$$

$$\overline{pg}_{(k,t)} \le pg^{max}_{(k,t)}\left[U_{k,t} - Z_{k,t+1}\right] + SD_k Z_{k,t+1} \quad (۲۶)$$

$$\overline{pg}_{(k,t)} \le pg_{(k,t-1)} + RU_{k,t}u_{k.t-1} + SU_k y_{k,t} \quad (۲۷)$$

$$\underline{pg}_{(k,t)} \ge pg^{min}_{(k,t)}u_{k,t} \quad (۲۸)$$

$$\underline{pg}_{(k,t)} \le pg_{(k,t-1)} + RD_{k,t}u_{k.t-1} + SU_k Z_{k,t} \quad (۲۹)$$

در رابطه‌های (۳۰) و (۳۱) هزینه‌های راه‌اندازی و خاموشی میکروتوربین‌ها بیان شده است که این هزینه‌ها در تابع هدف و برنامه‌ریزی میکروتوربین‌ها در رابطه‌های (۱) و (۲) استفاده شده است.

$$STC_{(K,T)} = SU_K y_{k,t} \quad (۳۰)$$

$$SDC_{(K,T)} = SD_K Z_{k,t} \quad (۳۱)$$

وضعیت روشن و خاموش بودن واحد i در زمان t با $u_{i,t}$ تعیین می‌شود. همچنین راه‌اندازی و خاموش شدن میکروتوربین به‌وسیله $y_{i,t}$ و $z_{i,t}$ تعیین می‌شود. محدودیت‌های روشن و خاموش ماندن میکروتوربین‌ها به‌ترتیب در رابطه‌های (۳۲) و (۳۳) بیان شده است، اما این دو رابطه مدل را تبدیل به یک مدل غیرخطی می‌کنند. برای خطی‌سازی محدودیت حداقل زمان خاموش ماندن از رابطه‌های خطی‌سازی شده (۳۴) تا (۳۶) به‌جای رابطه (۳۲) استفاده می‌شود. در رابطه (۳۴) محدودیت راه‌اندازی و خاموشی میکروتوربین به وضعیت روشن و خاموش بودن میکروتوربین در زمان قبل محدود شده است. رابطه (۳۵) نشان می‌دهد که میکروتوربین در زمان t روشن یا خاموش می‌شود و همزمان نمی‌تواند هر دو حالت رخ دهد. رابطه (۳۶) نیز نشان دهنده این است که $u_{i,t}$، $y_{i,t}$ و $z_{i,t}$ هر سه متغیرهای باینری هستند [۵۲].

$$\left(y_{k,t-1} - UT_k\right)\times\left(u_{k,t-1} - u_{k.t}\right) \ge 0 \quad (۳۲)$$

$$\left(y_{k,t-1} - DT_k\right)\times\left(u_{k,t-1} - u_{k.t}\right) \le 0 \quad (۳۳)$$

$$y_{k,t} - Z_k = u_{k,t} - u_{k,t-1} \quad (۳۴)$$

$$y_{k,t} + Z_k \le 1 \quad (۳۵)$$

$$y_{k,t}, z_{k,t}, u_{k,t} \in \{0,1\} \quad (۳۶)$$

رابطه‌های (۳۷) تا (۴۱) محدودیت حداقل زمان روشن ماندن هر میکروتوربین را بیان می‌کنند و رابطه‌های (۴۲) تا (۴۴) نیز حداقل زمان خاموش ماندن هر میکروتوربین را نشان می‌دهند.

$$\sum_{t=1}^{\xi_i}(1-u_{k,t})=0 \tag{۳۷}$$

$$\sum_{t=T}^{\Gamma+UT_k-1} u_{k,t} \geq UT_k y_{k,\Gamma} \quad , \quad \forall \Gamma=\xi_k+1...T-DT_k+1 \tag{۳۸}$$

$$\sum_{t=\Gamma}^{T} u_{k,t}-y_{k,t} \geq 0 \quad , \quad \forall \Gamma=T-DT_k+2...T \tag{۳۹}$$

$$\xi_k=\min\left\{T,(UT_k-U_k^0)u_{k,t}\right\} \tag{۴۰}$$

$$\sum_{t=1}^{\xi_k} u_{k,t}=0 \tag{۴۱}$$

$$\sum_{t=\Gamma}^{\Gamma+DT_i-1} (1-u_{k,t}) \geq DT_k z_{k,\Gamma} \quad , \quad \forall \Gamma=\xi_k+1...T-DT_k+1 \tag{۴۲}$$

$$\sum_{t=\Gamma}^{T} 1-u_{k,t}z_{k,t} \geq 0 \quad , \quad \forall \Gamma=T-DT_\Gamma+2...T \tag{۴۳}$$

$$\xi=\min\left\{T,(DT_k-S_k^0)[1-u_{k,t=0}]\right\} \tag{۴۴}$$

توان بار در هر باس $(p_{i,t}^D)$ همانند رابطه (۴۵) از مجموع توان وسایل خانه‌های مسکونی بر اساس اولویت‌های مختلف تشکیل شده است. وظیفه جمع‌کننده بار این است که توان وسایل با اولویت‌های مختلف را با یکدیگر در باس‌های مختلف جمع کرده و در هر لحظه مجموع توان سیستم توزیع در هر اولویت را به بخش کنترل مدیریت سیستم توزیع بدهد. معادله (۴۶) نشان می‌دهد که میزان کل بار برداشت شده اولویت اول در هر باس از مجموع توان وسایل اولویت ۱ تمام خانه‌های موجود در هر باس کمتر است. معادله‌های (۴۷) و (۴۸) نیز به‌ترتیب محدودیت‌های برداشت بار را برای بارهای با اولویت ۲ و ۳ و معادله (۴۹) محدودیت قطع بارهای غیرقابل کنترل را نشان می‌دهد.

$$p_{k,t}^D=pload1_{k,t}^D+pload2_{k,t}^D+pload3_{k,t}^D+pload4_{k,t}^D \tag{۴۵}$$

$$0 \leq p_{k,t}^{LS1} \leq pload1_{k,t}^D \tag{۴۶}$$

$$0 \leq p_{k,t}^{LS2} \leq pload2_{k,t}^D \tag{۴۷}$$

$$0 \leq p_{k,t}^{LS3} \leq pload3_{k,t}^D \tag{۴۸}$$

$$0 \leq p_{k,t}^{LS4} \leq pload4_{k,t}^D \tag{۴۹}$$

رابطه (۵۰) با کمک روابط پخش بار اکتیو و راکتیو منجر به تشکیل ریزشبکه های بهینه در سیستم می‌شود. علاوه بر این قید شعاعی بودن سیستم را نیز تضمین می‌کنند. N_T نیز حداکثر تعداد خطوط متصل مجاز را نشان می‌دهد که توسط رابطه (۵۱) تعیین می‌شود. در رابطه (۵۱) چنانچه حلقه داخلی در منطقه وقوع خطا وجود داشته باشد، باید یکی از خطوط باز سیستم در این حلقه داخلی انتخاب شود تا اینکه قید شعاعی ماندن در سیستم حفظ شود و هیچ حلقه‌ای در سیستم وجود نداشته باشد.

$$\sum_{k,j} x(k,j) \leq N_T \tag{۵۰}$$

$$N_T=\sum_k N_k-\sum_u N_u \tag{۵۱}$$

اما پس از اینکه بازآرایی انجام شد؛ باید مسئله مشارکت واحد در سیستم جدید پس از بازآرایی حل شود. در این مرحله برنامه‌ریزی برای منابع تولید پراکنده قابل توزیع و ذخیره‌ساز انجام می‌گیرد، همچنین میزان برداشت بار در این مرحله تعیین می‌شود. در تابع هدف لایه دوم نیز تمام اهداف تأثیرگذار در مدل‌سازی مسئله مشارکت واحد در نظر گرفته شده است. در تابع هدف (۵۲) ترم‌های اول تا چهارم هزینه تولید، آلودگی، راه‌اندازی و خاموش شدن میکروتوربین‌ها را نشان می‌دهد. ترم پنجم بیانگر سود فروش مشتریان است. ترم‌های ۶ تا ۹ هزینه برداشت بارهای اولویت ۱ تا ۳ و قطع بار را نشان می‌دهد. ترم‌های ۱۱ و ۱۲ به‌ترتیب هزینه ناشی از خرید برق از شبکه بالادست و سود ناشی از فروش برق به شبکه بالادست را نشان می‌دهد. هزینه تولید میکروتوربین‌ها در برخی از مطالعات به‌صورت یک تابع درجه دوم در نظر گرفته می‌شود. ولی به دلیل کاهش بار محاسباتی، از یک مدل خطی برای تابع هزینه تولید میکروتوربین‌ها استفاده شده است. لذا در تابع هدف به‌جای این ترم غیرخطی از یک ترم

خطی استفاده شده است و تابع هدف (۱) به یک مدل خطی در رابطه (۲) تبدیل شده است. همچنین برای در نظر گرفتن هزینه آلودگی در تابع هدف از یک ترم خطی استفاده شده است.

$$\begin{aligned}\text{Min}\sum_t\Big(\sum_i c^G p^G_{i,t}+\sum_i c^{emi}\sigma_i p^G_{i,t}+\sum_i STC(i,t)+\sum_i SDC(i,t)-\sum_i c^G p^G_{i,t}+\sum_i c^{LS1}p^{LS1}_{i,t}\\ +\sum_i c^{LS2}p^{LS2}_{i,t}+\sum_i c^{LS3}p^{LS3}_{i,t}+\sum_i c^{LC}p^{LC}_{i,t}\Big)c^s_t\mu_t\end{aligned} \quad (۵۲)$$

در رابطه‌های (۵۳) و (۵۴) پخش بار اکتیو و راکتیو نشان داده شده است. اما x(k,j) در اینجا متغیر نیست و نشان دهنده وضعیت خطوط سیستم به‌دست آمده از مرحله یک است. بنابراین این دو رابطه دیگر نیازی به خطی شدن به‌وسیله رابطه‌های (۱۲) و (۱۳) ندارند.

$$p_{k,j,t}=x(k,j)\times\sum_j\Big((1+\Delta v_{k,t}+\Delta v_{j,t})G_{k,j}+B_{k,j,t}.\theta_{kj,t}\Big),\ \ \forall k \quad (۵۳)$$

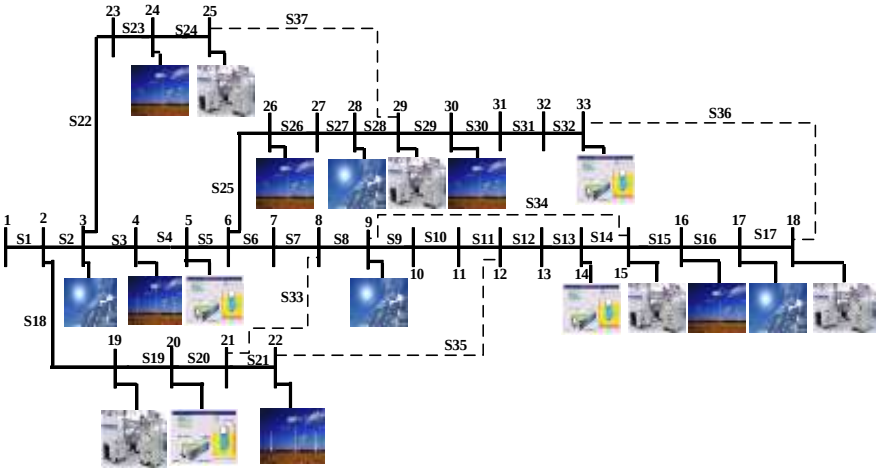
$$Q_{k,j,t}=x(k,j)\times\sum_j\Big(G_{j,t}\theta_{kj,t}-(1+\Delta v_{k,t}+\Delta v_{j,t})B_{k,j}\Big),\ \ \forall k \quad (۵۴)$$

بقیه معادلات مرحله دوم همانند معادلات (۴)، (۱۴)، (۱۵) و (۱۷) الی (۴۶) است با این تفاوت که به‌جای اندیس k باید اندیس i در این معادلات استفاده شود. بنابراین مدل مرحله اول شامل معادلات (۲) الی (۴)، (۱۰) الی (۱۵) و (۱۷) الی (۵۱) و مدل مرحلهٔ دوم شامل معادلات (۵۲) الی (۵۴)، (۱۴)، (۱۵) و (۱۷) الی (۴۹) است. هر دو مدل به‌صورت یک مسئله برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح مختلط هستند و در نرم‌افزار گمز و با حل کننده قدرتمند CPLEX حل می‌شوند.

۴- نتایج عددی

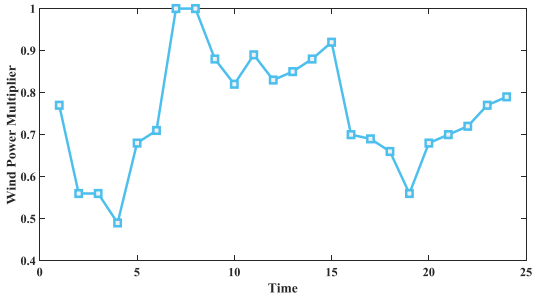
جهت اعتبارسنجی روش پیشنهادی، شبیه‌سازی روی یک سیستم ۳۳ باس IEEE نشان داده در شکل (۲) انجام شده است [۵]. اطلاعات تعداد و موقعیت نصب منابع تولید پراکنده و سیستم ذخیره‌ساز انرژی استفاده شده در سیستم مورد مطالعه در جدول (۱) که شامل ۴ عدد ذخیره ساز انرژی، ۴ عدد منبع فتوولتائیک و ۶ عدد توربین بادی و همچنین اطلاعات میکروتوربینها در جدول (۲) آمده است [۵]. در سیستم مورد مطالعه توان هر خانه مسکونی ۱۰ کیلووات فرض شده است. وسایل هوشمند موجود در داخل هر خانه به ۳ دسته وسایل قابل تنظیم، وسایل قابل وقفه و وسایل قابل جابجایی تقسیم شده‌اند. ۰/۸کیلووات از وسایل خانه‌ها غیرقابل کنترل در نظر گرفته شده است [۵۰]. همچنین ۳/۵ کیلووات مجموع توان وسایل با اولویت اول شامل بارهای قابل جابه‌جایی، ظرفیت ۱/۳ کیلووات برای وسایل با اولویت دوم شامل بارهای قابل وقفه و ۲/۶ کیلووات برای وسایل با اولویت سوم شامل بارهای قابل تنظیم برای هر خانه فرض شده است. در جدول (۳) اطلاعات میکروتوربین‌ها بیان شده است. ضریب‌های باد، خورشید، بار و قیمت انرژی به ترتیب در شکل‌های (۳) تا (۶) نشان داده شده است. در جدول (۴) هزینه‌های مربوط به پارامترهای مدل نشان داده شده‌اند. برای تست مدل پیشنهادی در لایه اول یک خطا در بین باس‌های ۴ و ۵ در نظر گرفته شده است. در شکل (۷) آرایش بهینه سیستم توزیع پس از خطا نشان داده شده است. از آنجایی که هدف، جزیره‌سازی منطقه خطادار است، امکان اتصال تای کلیدهای ۳۳، ۳۵ و ۳۷ وجود ندارد. چون با اتصال این تای کلیدها دیگر ریزشبکه ایجاد شده به‌صورت جزیره عمل نمی‌کند. پس از ایزوله‌کردن خط بین باس‌های ۴ و ۵، در منطقه خطادار چهار ریزشبکه جزیره‌ای تشکیل شده است. ریزشبکه اول با رنگ سبز، ریزشبکه دوم با رنگ صورتی، ریزشبکه سوم با رنگ قرمز و ریزشبکه چهارم با رنگ آبی نشان داده شده است. برای تشکیل این چهار ریزشبکه، تای کلیدهای ۳۴ و ۳۶ بسته شده‌اند. همچنین کلیدهای ۷، ۱۰، ۱۵، ۱۶ و ۳۱ نیز باز شده‌اند. همان‌طور که در شکل (۷) مشاهده می‌شود، شرط شعاعی ماندن منطقه خطادار حفظ شده است. با توجه به آرایش بهینه در لایه اول، مسئله مشارکت واحد در لایه دوم اجرا شده است. نتایج خروجی مربوط به لایه دوم در جدول (۵) آمده است. نکته اول در مورد نتایج این است که میکروتوربین‌های متصل به شبکه بالادست (۱۹ و ۲۵) هیچ تولیدی ندارند. مطابق قیمت انرژی نشان داده شده در شکل (۶) در ساعت‌های ۱۹ و ۲۰ مشاهده می‌شود که قیمت انرژی در این دو ساعت کمتر از ۰/۱ دلار بر کیلووات-ساعت است. از آنجایی که هزینه تولید میکروتوربین‌ها ۰/۱ دلار بر کیلووات-ساعت در نظر گرفته شده است، ترجیح برنامه این است که به‌جای تولید میکروتوربین برق را از شبکه بالادست خریداری کند تا هزینه بهره‌برداری کاهش یابد. اما سایر

میکروتوربین‌ها با ظرفیت تعیین شده در جدول (۵) خروجی دارند. نکته دوم این است که میکروتوربین ۵ که در ریزشبکه ۱ قرار دارد در این وضعیت شارژ شده است که به دلیل وضعیت اضطراری منطقی به نظر نمی‌رسد.



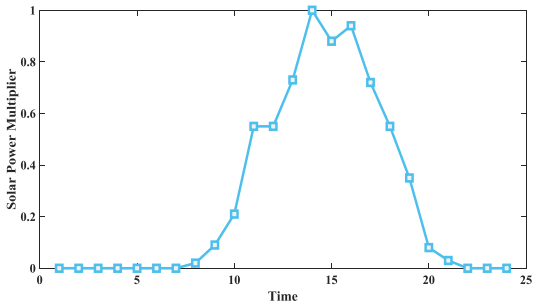
شکل (۲): سیستم تست [۵]

Figure (2): Test system [5]



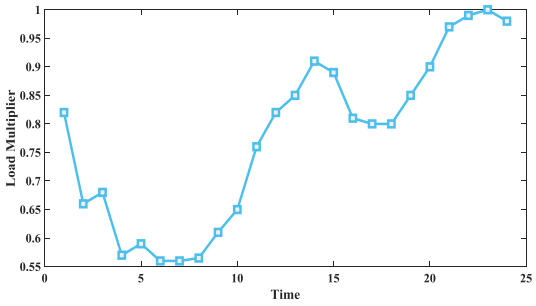
شکل(۳): ضرایب توان بادی [۵]

Figure (3): Wind power coefficients [5]



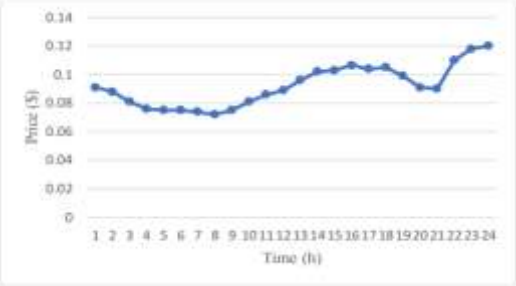
شکل(۴): ضرایب توان خورشیدی[۵]

Figure (4): Solar power coefficients [5]



شکل(۵): ضرایب بار [۵]

Figure (5): Load coefficients [5]



شکل(۶): قیمت انرژی در ۲۴ ساعت [۵]

Figure (6): Energy prices in 24 hours [5]

Table (1): Information on distributed generation sources and batteries [5]

جدول (۱): اطلاعات منابع تولید پراکنده و باطری [۵]

سیستم ذخیره‌ساز انرژی				فتوولتائیک		توربین بادی	
مکان	مینیمم شارژ	توان (کیلووات)	شارژ اولیه	مکان	توان (کیلووات)	مکان	توان (کیلووات)
						۴	۳۰
۵	۰/۲	۱۵۰	۰/۱	۳	۶۰	۱۶	۸۵
۱۴	۰/۲	۱۵۰	۰/۹	۹	۶۰	۲۲	۶۰
۲۰	۰/۲	۲۰۰	۰/۸	۱۷	۴۰	۲۴	۵۰
۳۳	./۲	۲۰۰	۰/۵	۲۸	۵۰	۲۶	۵۰
						۳۰	۷۰

Table (2): Micro turbine information [5,51,52]

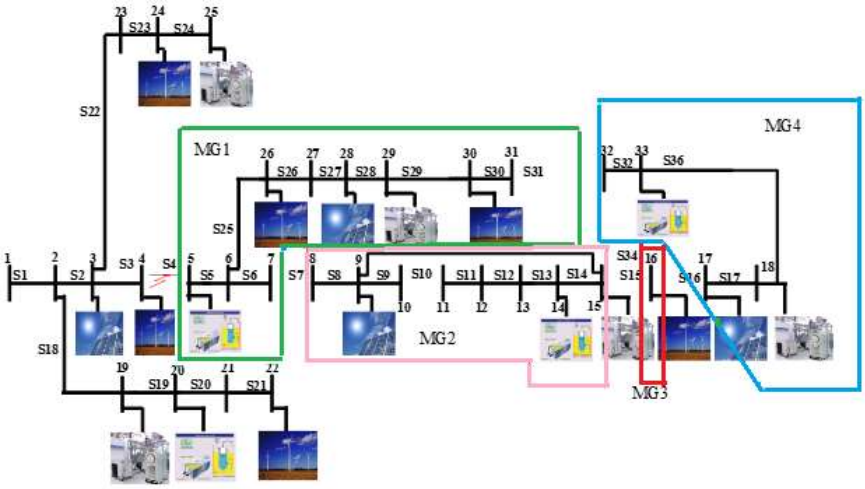
جدول(۲): اطلاعات میکروتوربین‌ها [۵،۵۱،۵۲]

مکان MT	توان ماکزیمم (کیلووات)	نرخ افزایشی (کیلووات)	نرخ کاهشی (کیلووات)	حداقل زمان روشن بودن (ساعت)	حداقل زمان خاموش شدن (ساعت)	وضعیت اولیه میکروتوربی نها	هزینه راه‌اندازی و خاموشی میکروتوربین‌ها (برحسب دلار)
۱۵	۸۰۰	۲۵۰	۲۵۰	۲	۲	۱	۳
۱۸	۶۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲	۲	۱	۳
۱۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۲	۲	۰	۳
۲۵	۷۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲	۲	۰	۳
۲۹	۷۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲	۲	۱	۳

Table (3): Parameters for calculating the relevant costs [5,6,11]

جدول (۳): پارامترها برای محاسبه هزینه‌های مربوطه [۵،۶،۱۱]

پارامترها	مقدار	پارامترها	مقدار
c^G	۰/۱ (دلار/کیلووات ساعت)	c^{LS1}	۳ /۵ (دلار /کیلووات ساعت)
c^D	۰/۳ (دلار/کیلووات ساعت)	c^{LS2}	۳ (دلار /کیلووات ساعت)
c^{emi}	۰ /۰۲ (دلار /کیلوگرم)	c^{LS3}	۲/۲ (دلار /کیلووات ساعت)
σ_i	۰/۰۰۳ (کیلوگرم/کیلووات ساعت)	c^{LS4}	۵ (دلار /کیلووات ساعت)



شکل(۷): آرایش بهینه سیستم پس از خطا در بین باس‌های ۴ و ۵ (خروجی لایه اول)

Figure (7): Optimal system arrangement after fault between buses 4 and 5 (first layer output)

Table (4): Second layer results for fault between buses 4 and 5 (Non-dispatchable resources planning)

جدول (۴): نتایج لایه دوم برای خطا در بین باس‌های ۴ و ۵ (برنامه‌ریزی منابع غیرقابل توزیع)

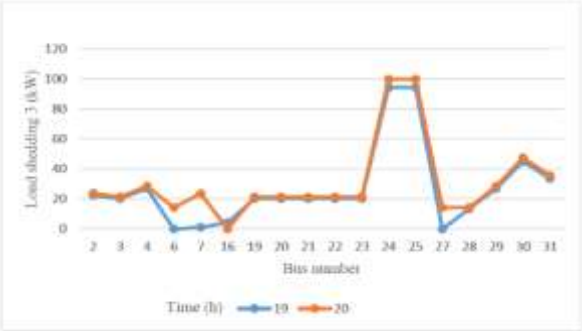
زمان	برنامه‌ریزی منابع غیرقابل توزیع				برنامه‌ریزی بهینه بار	
	بخش‌های شبکه	باس	توان (کیلووات)	SOC	برداشت بار	قطع بار
					توان (کیلووات)	توان (کیلووات)
۱۹:۰۰	بخش متصل شده به بالادست	تبادل	۴۳۴ /۱۱۲	-	۹۱۳/۵۱۳	
		ES20	۶۱/۶۹۳	۹۱ /۴۵۲		
	ریزشبکه ۱	ES5	-۱۵ /۷۸۹	۳۰		-
		MT29	۶۵۰	-		
	ریزشبکه ۲	ES14	۳۹	۱۰۶/۶۶۷		
		MT15	۵۱۱ / ۷۴۳	-		
	ریزشبکه ۴	MT18	۳۴۹ /۳	-		
۲۰:۰۰	بخش متصل شده به بالادست	تبادل	۵۱۵ /۱۸۸	-	۱۰۱۲ /۷۲۴	-
		ES20	۴۶ /۳۰۷	۴۰		
	ریزشبکه ۱	MT29	۶۵۰	-		
	ریزشبکه ۲	MT15	۳۹۴ / ۵۵۴	-		
		ES14	۶۹	۳۰		
	ریزشبکه ۴	MT18	۳۳۸/ ۷	-		
		ES33	۵۴	۴۰		

دلیل شارژ شدن باطری ۵ این است که مینیمم شارژ باطری ۵، ۳۰ کیلووات در نظر گرفته شده است. در حالی‌که وضعیت اولیه شارژ باطری ۵ روی ۱۵ کیلووات در نظر گرفته شده است. به دلیل وجود قید مینیمم شارژ باطری، در این وضعیت باطری ۵ با شارژ شدن به اندازه ۱۵/۷۸۹ کیلووات در ساعت ۱۹ به مینیمم مقدار شارژ خود (۳۰ کیلووات) می‌رسد. بقیه باطری‌ها نیز تا رسیدن به مینیمم شارژ باطری، دشارژ می‌شوند. در هیچ یک از ساعت‌های ۱۹ و ۲۰ قطع بار اتفاق نیفتاده است. در حالی‌که برای کاهش هزینه بهره‌برداری برداشت بار به اندازه ۹۱۳/۵۱۳ کیلووات در ساعت ۱۹ و ۱۰۱۲/۷۲۴ کیلووات در ساعت ۲۰ رخ می‌دهد.

در شکل‌های (۸) و (۹) به‌ترتیب میزان برداشت بارهای اولویت سوم و دوم در هر باس نشان داده شده است. از آنجایی که در برنامه پاسخ‌گویی بار در نظر گرفته شده، بارهای اولویت اول دارای بالاترین اهمیت و بیشترین هزینه برداشت را دارا هستند، هیچ بار اولویت اول در ساعت‌های ۱۹ و ۲۰ برداشت نشده است.

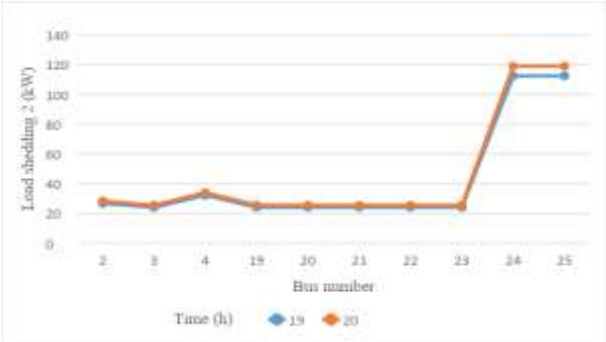
بارهای اولویت سوم به دلیل اهمیت کمتر دارای کمترین ارزش هستند. بنابراین مطابق شکل (۸) در این بارها بیشترین برداشت رخ داده است. در حالی‌که مطابق شکل (۹)، برداشت بار اولویت دوم در باس‌های مختلف دارای میزان بسیار کمتری است. در شکل‌های (۹) و (۱۰)، باس‌های ۲۴ و ۲۵ به دلیل اینکه این دو باس دارای مقدار بار بزرگی هستند دارای بالاترین میزان برداشت هستند.

برای اثبات اعتبارسنجی، مدل پیشنهادی با نتایج مرجع [۵] مقایسه شده است. زمان اجرا در روش پیشنهادی بسیار پایین‌تر از مرجع [۵] و سایر مقاله‌هایی است که از مدل غیرخطی در هر لایه استفاده کرده‌اند. روش مرجع [۵] و اغلب روش‌های پیشنهادی در مقاله‌ها به دلیل پیچیدگی و زمان حل بالا، در سیستم‌های بزرگ به‌صورت عملی قابل اجرا نیستند. در حالی‌که روش پیشنهادی هر سیستمی را با کوتاه‌ترین زمان ممکن حل می‌کند. مزیت دوم روش پیشنهادی در تعداد عملیات کلیدزنی است. در مرجع [۵]، تعداد ۱۲ عملیات کلیدزنی رخ داده است، در حالی‌که در روش پیشنهادی تعداد کلیدزنی ۸ است. بنابراین روش پیشنهادی در این مقاله برتری قابل ملاحظه‌ای نسبت به روش‌های موجود در ادبیات دارد.



شکل (۸): برداشت بار اولویت سوم

Figure (8): Third priority load shedding



شکل (۹): برداشت بار اولویت دوم

Figure (9): Second priority load shedding

Table (5): Comparison of results with [5]

جدول (۵): مقایسه نتایج با مرجع [۵]

	زمان اجرای لایه ۱ (ثانیه)	کاهش بار (کیلووات)	تعداد ریزشبکه ها	تعداد سوئیچینگ
روش پیشنهادی	۰/۰۱	۱۹۲۶/۲۳۷	۴	۸
مرجع [۵]	۱۵/۳	۲۰۳۰/۹۶۳	۲	۱۲

۵- نتیجه‌گیری

بازیابی سیستم توزیع در هنگام وقوع خطا، یکی از مرحله‌های خودترمیمی سیستم‌های توزیع هوشمند است. پس از ایزوله‌کردن خطا، بازیابی دارای دو مرحله بازآرایی و مشارکت واحد است. یکی از چالش‌های محققان برای حل مسئله بازآرایی در سیستم‌های توزیع بزرگ، زمان اجرا است. در اکثر تحقیقات گذشته از نظریه گراف به همراه الگوریتم‌های هوشمند و مدل‌های غیرخطی برای حل مسئله بازآرایی استفاده شده که به‌شدت باعث بالا رفتن زمان اجرا می‌شود و عملاً این روش‌ها به‌صورت عملیاتی غیرقابل استفاده هستند. در این مقاله یک مدل خطی جدید برای حل مسئله بازآرایی پس از خطا ارائه شده که به‌شدت زمان حل مسئله را کاهش می‌دهد و به دلیل استفاده از حل کننده‌های ریاضی رسیدن به راه‌حل بهینه را تضمین می‌کند. در لایه اول با استفاده از روش پیشنهادی، منطقه خطادار به یک یا چندین ریزشبکه جزیره‌ای تبدیل می‌شود که یکی از مهم‌ترین محاسن طرح پیشنهادی ایجاد ریزشبکه‌های جزیره‌ای بهینه به‌صورت آنلاین پس از وقوع خطا است. همچنین در لایه دوم نیز با استفاده از آرایش جدید حاصل از مرحله اول، مسئله مشارکت واحد در یک سیستم توزیع هوشمند به‌وسیلهٔ یک مدل خطی حل شده است. در ساختار هوشمند پیشنهادی در این مقاله از انواع منابع تولیدپراکنده قابل توزیع و غیرقابل توزیع و ذخیره‌سازها به همراه ابزار پاسخ‌گویی بار استفاده شده است. برای استفاده از ابزار پاسخ‌گویی بار، بارهای قابل کنترل به سه دسته بارهای قابل تنظیم، قابل وقفه و قابل جابه‌جایی تقسیم شده‌اند. با استفاده از طرح‌های پاسخ‌گویی بار و منابع موجود در سیستم، در حالت خودترمیمی نیز بهره‌برداری اقتصادی از سیستم انجام می‌شود که باعث کاهش هزینه‌های سیستم در حالت خودترمیمی خواهد شد. نتایج عددی ارائه شده و مقایسه با روش‌های موجود عملکرد مطلوب روش پیشنهادی را تضمین می‌کند.

سپاسگزاری

این مقاله مستخرج از رساله دکتری در دانشگاه آزاد اسلامی واحد قزوین است. نویسندگان بر خود لازم می‌دانند مراتب تشکر صمیمانه خود را از همکاران حوزه پژوهشی دانشگاه آزاد اسلامی و داوران محترم که ما را در انجام و ارتقای کیفی این مقاله یاری نموده‌اند، اعلام نمایند.

References

مراجع

[1] X. Gao, X. Ai, "The application of self-healing technology in smart grid", Proceeding of the IEEE/APPEEC, pp. 1-4, Wuhan, China, March 2011 (doi: 10.1109/APPEEC.2011.5748373)

[2] S.M. Amin, B.F. Wallenberg, "Toward a smart grid: power delivery for the 21st century", IEEE Power and Energy Magazine, vol. 3, no. 5, pp. 34-41, Sept./Oct. 2005 (doi: 10.1109/MPAE.2005.1507024).

[3] P. Parikh, I. Voloh, M. Mahony, "Fault location, isolation, and service restoration (FLISR) technique using IEC 61850 GOOSE", Proceeding of the IEEE/PESMG, pp. 1-6, Vancouver, BC, Canada, July 2013 (doi: 10.1109/PESMG.2013.6672862).

[4] E. Drayer, N. Kechagia, J. Hegemann, M. Braun, M. Gabel, R. Caire, "Distributed self-healing for distribution grids with evolving search space", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 33, no. 4, pp. 1755-1764, Oct. 2017 (doi: 10.1109/TPWRD.2017.2762090).

[5] M. Zadsar, M.R. Haghifam, S.M.M. Larimi, "Approach for self-healing resilient operation of active distribution network with microgrid", IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 11, no. 18, pp. 4633-4643, Nov. 2017 (doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1783).

[6] Z. Wang, J. Wang, "Self-healing resilient distribution systems based on sectionalization into microgrids", Journal of Renewable Energy and Environment, vol. 30, no. 6, pp. 3139-3149, Jan. 2015 (doi: 10.1109/TPWR-S.2015.2389753).

[7] S.J. Chen, T.S. Zhan, C.H. Huang, J.L. Chen, C.H Lin, "Nontechnical loss and outage detection using fractional-order self-synchronization error-based fuzzy petri nets in micro-distribution systems", IEEE Trans. on smart grid, vol. 6, no. 1, pp. 411-420, Jan. 2015 (doi: 10.1109/TSG.2014.2345780).

[8] J.B. Leite, J.R.S. Mantovani, "Development of a self-healing strategy with multiagent systems for distribution networks", IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 8, no. 5, pp. 2198-2206, Jan. 2016 (doi: 10.1109/TSG.2016.2-518128.

[9] N. Meenakshi, D. Kavitha, "Optimized self-healing of networked microgrids using differential evolution algorithm", Proceeding of the IEEE/NPEC, pp. 1-7, Madurai, India, Mar. 2018 (doi: 10.1109/NPEC.2018.8476779).
[10] A. Golshani, W. Sun, Q. Zhou, Q.P. Zheng, J. Tong, "Two-stage adaptive restoration decision support system for a self-healing power grid", IEEE Trans. on Industrial Informatics, vol. 13 no. 6, pp. 2802-2812, June 2017 (doi: 10.1109/TII.2017.2712147).
[11] P.L. Cavalcante, J.C. López, J.F. Franco, M.J. Rider, A.V. Garcia, M.R. Malveira, L.L. Martins, L.M. Direito, "Centralized self-healing scheme for electrical distribution systems", IEEE Trans. on Smart Grid, vol.7, no.1, pp. 145-155, Jan. 2016 (doi: 10.1109/TSG.2015.2454436).
[12] S.B. Ghosn, P. Ranganathan, S. Salem, J. Tang, D. Loegering, K.E. Nygard, "Agent-oriented designs for a self-healing smart grid", Proceeding of the IEEE/SMARTGRID, pp. 461-466, Gaithersburg, MD, USA, Nov. 2010 (doi: 10.1109/SMARTGRID.2010.5622085).
[13] S. Sheng, K.K. Li, W.L. Chan, Z. Xiangjun, D. Xianzhong, "Agent-based self-healing protection system", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 21, no. 2, pp. 610-618, Apr. 2006 (doi: 10.1109/TPWRD.2005.860243).
[14] A. Elmitwally, M. Elsaid, M. Elgamal, Z. Chen, "A fuzzy-multiagent self-healing scheme for a distribution system with distributed generations", IEEE Trans. on power systems, vol. 30, no. 5, pp. 2612-2622, Sept. 2015 (doi: 10.1109/TPWRS.2014.2366072).
[15] E. Shirazi, S. Jadid, "A multiagent design for self-healing in electric power distribution systems", Electric Power Systems Research, vol. 171, no. 1, pp. 230-239, Feb. 2019 (doi: 10.1016/j.epsr.2019.02.025).
[16] D. Sarathkumar, M. Srinivasan, A.A. Stonier, R. Samikannu, N.R Dasari, R.A Raj, "A technical Review on Self-Healing control strategy for smart grid power systems", Proceeding of the IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, vol. 1055, no. 1, Article Number: 012153, Erode, India, Dec. 2020.
[17] K.P. Schneider, S. Laval, J. Hansen, R.B. Melton, L. Ponder, L. Fox, J. Hart, J. Hambrick, M. Buckner, M. Baggu, K. Prabakar, M. Manjrekar, S. Essakiappan, L.M. Tolbert, Y. Liu, J. Dong, L. Zhu, A. Smallwood, A. Jayantilal, C. Irwin, G. Yuan, "A distributed power system control architecture for improved distribution system resiliency", IEEE Access, vol. 7, pp. 9957-9970, Jan. 2019 (doi: 10.1109/ACCESS.2019.2891368).
[18] S.S. Refaat, A. Mohamed, P. Kakosimos, "Self-healing control strategy; challenges and opportunities for distribution systems in smart grid", Proceeding of the IEEE/ CPE-POWERENG, vol. 6, no. 1, pp. 36-45, Doha, Qatar, June 2018 (doi: 10.1109/CPE.2018.8372610).
[19] M.N. Ambia, K. Meng, W. Xiao, Z.Y. Dong, "Nested formation approach for networked microgrid self-healing in islanded mode", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 36, no. 1, pp. 452-464, Mar. 2020 (doi: 10.1109/TPWRD.2020.2977769).
[20] L.H.M Leite, W.C Boaventura, L. Errico, P. M. Alessi, "Self-healing in distribution grids supported by photovoltaic dispersed generation in a voltage regulation perspective", Proceeding of the IEEE/ISGT, pp. 1-6, Gramado, Brazil, Sept. 2019 (doi: 10.1109/ISGT-LA.2019.8894944).
[21] F. Pallonetto, M.D. Rosa, F.D. Ettorre, D.P. Finn, "On the assessment and control optimisation of demand response programs in residential buildings", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 127, no. 1, Article Number: 109861, Apr. 2020 (doi: 10.1016/j.rser.2020.109861).
[22] R. Deng, Z. Yang, M.Y. Chow, J. Chen, "A survey on demand response in smart grids: Mathematical models and approaches", IEEE Trans. on Industrial Informatics, vol. 11, no. 3, pp. 570-582, June 2015 (doi: 10.1109/TII.2015.2414719).
[23] H. Haddadian, R. Noroozian, "Multi-microgrid-based operation of active distribution networks considering demand response programs", IEEE Trans. on Sustainable Energy, vol. 10, no. 4, pp. 1804-1812, Oct. 2019 (doi: 10.1109/TSTE.2018.2873206).
[24] S.E. Ahmadi, N. Rezaei, "A new isolated renewable based multi microgrid optimal energy management system considering uncertainty and demand response", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 118, no. 1, Article Number: 105760, Dec. 2019 (doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105760).
[25] Y. Wang, Y. Huang, Y. Wang, M. Zeng, F. Li, Y. Wang, Y. Zhang, "Energy management of smart micro-grid with response loads and distributed generation considering demand response", Journal of Cleaner Production, vol. 197, no. 1, pp. 1069-1083, Feb. 2017 (doi: 10.1016/j.jclepro.2016.12.053).
[26] A. Mehdizadeh, N. Taghizadegan, J. Salehi, "Risk-based energy management of renewable-based microgrid using information gap decision theory in the presence of peak load management", Applied Energy, vol. 211, pp. 617-630, Nov. 2017 (doi: 10.1016/j.apenergy.2017.11.084).
[27] R.S. Netto, G.R. Ramalho, B.D. Bonatto, O.A.S. Carpinteiro, A.C. Souza, D.Q. Oliveira, R.A.S. Braga, "Real-time framework for energy management system of a smart microgrid using multiagent systems", Energies, vol. 11, no. 3, pp. 656, Mar. 2018 (doi: 10.3390/en11030656).
[28] W.Y. Chiu, J.T. Hsieh, C.M. Chen, "Pareto optimal demand response based on energy costs and load factor in smart grid", IEEE Trans. on Industrial Informatics, vol. 16, no. 3, pp. 1811-1822, Mar. 2020 (doi: 10.1109/TII.2019.2928520).

[29] H. Mehrjerdi, R. Hemmati, "Coordination of vehicle-to-home and renewable capacity resources for energy management in resilience and self-healing building", Renewable Energy, vol. 146, pp. 568-579, July 2019 (doi: 10.1016/j.renene.2019.07.004).
[30] L. Bagherzadeh, H. Shayeghi, S. Pirouzi, "Coordinated flexible energy and self-healing management according to the multi-agent system-based restoration scheme in active distribution network", IET Renewable Power Generation, vol. 15, no. 8, pp. 1765-1777, Mar. 2021 (doi: 10.1049/rpg2.12145).
[31] S. Mohsen, M.H. Nezhad, A. Fereidunian, H. Lesani, M.H. Gavgani, "Enhancement of self-healing property of smart grid in islanding mode using electric vehicles and direct load control", Proceeding of the IEEE/SGC, pp. 1-6, Tehran, Iran, Dec. 2014 (doi: 10.1109/SGC.2014.7090860).
[32] M. Mahdi, V.M.I. Genc, "A real-time self-healing methodology using model-and measurement-based islanding algorithms", IEEE Trans. on Smart Grid vol. 10, no. 2, pp. 1195-1204, Mar. 2019 (doi: 10.1109/TSG.2017.2760698).
[33] P. Fernández-Porras, M. Panteli, "Intentional controlled islanding: when to island for power system blackout prevention", IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 12, no. 14, pp. 3542-3549, June 2018 (doi: 10.1049/iet-gtd.2017.1526).
[34] M. Hemmati, B. Mohammadi-Ivatloo, M. Abapour, A. Anvari-Moghaddam, "Optimal chance-constrained scheduling of reconfigurable microgrids considering islanding operation constraints", IEEE Systems Journal, vol. 14, no. 4, pp. 5340-5349, Dec. 2020 (doi: 10.1109/JSYST.2020.2964637).
[35] W. Sun, S. Ma, I. Alvarez-Fernandez, A. Golshani, "Optimal self-healing strategy for microgrid islanding", IET Smart Grid, vol. 1, no. 4, pp. 143-150, Oct. 2018 (doi: 10.1049/iet-stg.2018.0057).
[36] M. Yang, J. Wang, J. An, "Day-ahead optimization scheduling for islanded microgrid considering unit's frequency regulation characteristics and demand response", IEEE Access, vol. 8, pp. 7093-7102, Dec. 2019 (doi: 10.1109/ACCESS.2019.2963335).
[37] J. Nelson, N.G. Johnson, K. Fahy, T.A. Hansen, "Statistical development of microgrid resilience during islanding operations", Applied Energy, vol. 279, Article Number: 115724, Aug. 2020 (doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115724).
[38] M.K. Sharma, P. Kumar, V. Kumar, "Intentional islanding of microgrid", Proceeding of the IEEE/CERA, pp. 247-251, Roorkee, India, Oct. 2017 (doi: 10.1109/CERA.2017.8343335).
[39] D. Li, S. Wang, J. Zhan, Y. Zhao, "A self-healing reconfiguration technique for smart distribution networks with DGs", Proceeding of the IEEE/ICECENG, pp. 4318-4321, Yichang, China, Sept. 2011 (doi: 10.1109/ICECENG.2011.6056982).
[40] M.F. Zia, E. Elbouchikhi, M. Benbouzid, J.M. Guerrero, "Energy management system for an islanded microgrid with convex relaxation", Journal of Renewable Energy and Environment, vol. 55, no. 6, pp. 7175-7185, May 2019 (doi: 10.1109/TIA.2019.2917357).
[41] A. Jafari, H.G. Ganjehlou, T. Khalili, A. Bidram, "A fair electricity market strategy for energy management and reliability enhancement of islanded multi-microgrids", Applied Energy, vol. 270, no. 15, Article Number: 115170, May 2020 (doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115170).
[42] M.H. Andishgar, E. Gholipour, R. Hooshmand, "An overview of control approaches of inverter-based microgrids in islanding mode of operation", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 80, no. 1, pp. 1043-1060, May 2017 (doi: 10.1016/j.rser.2017.05.267).
[43] K. Balasubramaniam, P. Saraf, R. Hadidi, E.B. Makram, "Energy management system for enhanced resiliency of microgrids during islanded operation", Electric Power Systems Research, vol. 137, no. 1, pp. 133-141, Apr. 2016 (doi: 10.1016/j.epsr.2016.04.006).
[44] W. Alharbi, K. Bhattacharya, "Demand response and energy storage in MV islanded microgrids for high penetration of renewables", Proceeding of the IEEE/EPEC, vol. 6, no. 1, pp. 1-6, Halifax, NS, Canada, Aug. 2013 (doi: 10.1109/EPEC.2013.6802928).
[45] B.S.K Patnam, N.M. Pindoriya, "Demand response in consumer-centric electricity market: Mathematical models and optimization problems", Electric Power Systems Research, vol. 193, no. 1, Article Number: 106923, Oct. 2020 (doi: 10.1016/j.epsr.2020.106923).
[46] S. Raza, T. ur Rahman, M. Saeed, S. Jameel, "Performance analysis of power system parameters for islanding detection using mathematical morphology", Ain Shams Engineering Journal, vol. 12, no. 1, pp. 517-527, Mar. 2021 (doi: 10.1016/j.asej.2020.07.023).
[47] M.A. Farhan, K.S. Swarup, "Mathematical morphology-based islanding detection for distributed generation", IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 10, no. 2, pp. 518-525, Feb. 2016 (doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0910).
[48] K. Choopani, M. Hedayati, R. Effatnejad, "Self-healing optimization in active distribution network to improve reliability, and reduction losses, switching cost and load shedding", International Transactions on Electrical Energy Systems, vol. 30, no. 5, Article Number: e12348, May 2020 (doi: 10.1002/2050-7038.12348).

[49] S. Poudel, A. Dubey, K.P. Schneider, "A generalized framework for service restoration in a resilient power distribution system", IEEE Systems Journal, vol. 16, no. 1, pp. 252-263, Mar. 2022 (doi: 10.1109/JSYST-.2020.3011901).
[50] S. Sanaei, M.R. Haghifam, A. Safdarian, "Smart load shedding in distribution networks considering the importance of loads", Iranian Electric Industry Journal of Quality and Productivity, vol. 9, no. 3, pp. 68-80, Sept. 2020 (in Persian).
[51] J. Wang, H. Zhong, Q. Xia, C. Kang, "Optimal joint-dispatch of energy and reserve for CCHP-based microgrids", IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 11, no.3, pp. 785-794, Feb. 2017 (doi: 10.1-049/iet-gtd.2016.0656).
[52] D. Yu, T. Zhang, G. He, S. Nojavan, K. Jermsittiparsert, N. Ghadimi, "Energy management of wind-PV-storage-grid based large electricity consumer using robust optimization technique", Journal of Energy Storage, vol. 27, no. 1, Article Number: 101054, Oct. 2019 (doi: 10.1016/j.est.2019.101054).
[53] H. Ahmadi, J.R. Marti, "Linear current flow equations with application to distribution systems reconfiguration", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 30, no. 4, pp. 2073-2080, Oct. 2014 (doi: 10.1109/T-PWRS.2014.2360363).
[54] L. Montero, B. Antonio, R. Javier. "A review on the unit commitment problem: approaches, techniques, and resolution methods", Energies, vol. 15, no. 4, pp. 1296, Feb. 2022 (doi:10.3390/en15041296).
[55] C. Shao, X. Wang, M. Shahidehpour, "An MILP-based optimal power flow in multicarrier energy systems", IEEE Trans. on Sustainable Energy , vol. 8, no. 1, pp. 239-248, Jan. 2017 (doi: 10.1109/TSTE.-2016.2595486)
[56] S. Nojavan, H. Allah Aalami. "Stochastic energy procurement of large electricity consumer considering photovoltaic, wind-turbine, micro-turbines, energy storage system in the presence of demand response program", Energy Conversion and Management, vol. 103, pp.1008-1018, Oct. 2015 (doi: 10.1016/j.enconma-n.2015.07.018).
[57] A. Ahmadi, J. Aghaei, H.A. Shayanfar, A. Rabiee. "Mixed integer programming of multiobjective hydro-thermal self-scheduling", Applied Soft Computing, vol. 12, no. 8, pp.2137-2146, Aug. 2012 (doi: 10.1016/j.-asoc.2012.03.020).

ضمائم- فهرست علائم و اختصارات

الف- اندیس‌ها

نماد	پارامتر
i, j	مجموعه ای از گره ها
t	مجموعه ای از تکرار ها
k	مجموعه ای از تکرار ها

ب- متغیرها

نماد	پارامتر
$P_{i,t} / Q_{i,t}$	پخش بار توان اکتیو/راکتیو
$p_{i,t}^{G} / q_{i,t}^{G}$	مقدار کل تولید توان اکتیو/راکتیو
$p_{i,t}^{E}$	مقدار توان شارژ یا دشارژ ESS
P^{LS1} , P^{LS2} , P^{LS3}	اولویت‌های ۱، ۲ و ۳ کاهش بار
c^{LS1} , c^{LS2} , c^{LS3} , c^{LS4}	هزینه کاهش بار با اولویت‌های ۱، ۲، ۳ و ۴
$pload1_{i,t}^{D}$, $pload2_{i,t}^{D}$, $pload3_{i,t}^{D}$, $pload4_{i,t}^{D}$	کل توان اکتیو مربوط به اولویت‌های ۱، ۲، ۳ و ۴ بارها
P^{LS4}	قطع بار
$\theta_{ij,t}$	اختلاف فاز بین ولتاژ باس‌ها
$\Delta V_{i,t} / \Delta V_{j,t}$	مقدار تغییرات ولتاژ
S_i	توان ظاهری
$V_{i,t}$, ΔV	ولتاژ باس و میزان تغییرات ولتاژ مجاز در سیستم توزیع
$\lambda_{i,t} / \phi_{i,t}$	متغیر باینری مربوط به شارژ/ دشارژ ESS
$y_{i,t} / z_{i,t}$	متغیر باینری برای راه اندازی/ خاموش شدن MTها
$u_{i,t}$	متغیر باینری برای نشان دادن وضعیت بالا یا پایین MTها
σ_i	ضریب انتشار یک MT
λ_t, μ_t	فروش و خرید برق به شبکه بالادستی
$P_{i,t}^{WT} / Q_{i,t}^{WT}$, $P_{i,t}^{PV} / Q_{i,t}^{PV}$	توان اکتیو/راکتیو WT و PV
$SOC_{i,t}$	وضعیت شارژ ESS
π_c , π_d	کارایی شارژ و دشارژ ESS
a_i^G, b_i^G, c_i^G	ضرایب تابع هزینه سوخت
U_i^0 / S_i^0	مدت زمانی که واحد i در ابتدای دوره مورد مطالعه, روشن/خاموش بوده است (پایان t=0)
$P_i^{ch,max} / P_i^{dch,max}$	حداکثر توان شارژ/دشارژ ESS
SOC_i^{max}	حداکثر SOC ESS
UT_i / DT_i	حداقل زمان روشن ماندن/خاموش ماندن MTها
$\overline{pg}_{(i,t)} / \underline{pg}_{(i,t)}$	حداکثر/حداقل توان خروجی از MTها
T	تعداد ساعات دوره برنامه‌ریزی
EC_i	ظرفیت ESS
STC / SDC	هزینه راه‌اندازی/خاموشی MTها
$B_{i,j}$	سوسپتانس خطوط
RU_i / RD_i	شیب افزایشی/کاهشی MTها
SU_i / SD_i	محدودیت سطح شیب دار برای راه‌اندازی/خاموش شدن MTها
c_t^s	قیمت فروش برق به شبکه بالادست
c^{delv}	هزینه انحراف ولتاژ
$G^{i,t}$	هدایت خطوط
C^{emi}	هزینه آلودگی
C^G	هزینه تولید
C^D	سود حاصل از فروش برق
$P_{i,t}^{D} / Q_{i,t}^{D}$	توان اکتیو/راکتیو بار
c_t^b	قیمت خرید از شبکه بالادستی
S_i^{max}	حداکثر توان ظاهری MTها

زیرنویس‌ها

1. Smart grid
2. Self- healing
3. Restoration
4. Centralized or decentralized approaches
5. Pareto optimization
6. Graph based method
7. Rolling horizon
8. Fuzzy logic
9. Evolutionary differential algorithm
10. Multi-agent systems
11. Distributed generation
12. Micro-grids
13. Demand response programs
14. Responding to demand step by step
15. Energy management systems
16. Energy storage systems
17. vehicle-to-home
18. Active distribution network
19. Renewable energy sources
20. Electric vehicles
21. Photovoltaic electric vehicles
22. Mixed-Integer quadratic programming problem
23. Intentional islanding
24. Point of common coupling
25. Convex relaxation
26. Particle swarm optimization