

Robust Reconfiguration of Distribution Networks to Improve Flexibility in the Presence of Renewable Energy Sources

Mahsa Choobdari¹, PhD Student, Mahmoud Samiei Moghadam², Assistant Professor, Reza Davarzani¹, Assistant Professor, Azita Azarfar¹, Assistant Professor, Hesamodin Hoseinpour¹, Assistant Professor

¹ Department of Electrical Engineering, Shahrood Branch, Islamic Azad University, Shahrood, Iran

² Department of Electrical Engineering, Damghan Branch, Islamic Azad University, Damghan, Iran

Abstract:

Reconfiguring smart distribution networks is an economical strategy for reducing losses and voltage deviations, particularly in the face of emerging devices such as energy storage systems, demand-side management, and distributed generation sources. Recent studies have expanded optimization objectives to not only reduce distribution system losses but also minimize electricity procurement from the transmission network at distribution substations. This paper introduces a resilient reconfiguration model that uses a second-order cone programming optimization approach. It covers renewable energy sources, demand-side management, and fossil fuel-based distributed generation sources such as gas and diesel generators. The goal of this optimization model is to minimize a multi-objective function that reduces losses, electricity purchase at distribution substations, and costs associated with limiting renewable energy sources. The performance of the proposed model is validated through a simulation of the 33-bus IEEE network, showing that power losses have decreased by 22.5% (from 0.71 MW to 0.55 MW) compared to the case without demand-side management. The energy purchased from the grid has decreased by 19.5% (from 1.54 to 1.24 MWh). The minimum voltage has improved by 1.03% (from 0.972 p.u to 0.982 p.u). In the robust optimization scenario, there is a 10% reduction in the number of open lines, indicating improved performance under uncertainty conditions. These results highlight the significant impact of the proposed model in optimizing the performance of smart distribution networks and reducing costs and losses.

Keywords: Distribution network, Reconfiguration, Renewable resources, Robust optimization.

Received: 11 October 2024

Revised: 20 December 2024

Accepted: 19 February 2025

Corresponding Author: Dr. Mahmoud Samiei Moghaddam, samiei@iau.ac.ir

DOI: <https://doi.org/10.71691/teeges.2026.1186654>



بازآرایی مقاوم شبکه‌های توزیع به منظور بهبود انعطاف‌پذیری در حضور منابع انرژی تجدیدپذیر

مهسا چوبداری^۱، دانشجوی دکتری، محمود سمیعی مقدم^۲، استادیار، رضا داورزنی^۱، استادیار، آزیتا آذرفر^۱، استادیار، حسام الدین حسین پور^۱، استادیار

۱- گروه مهندسی برق، واحد شاهرود، دانشگاه آزاد اسلامی، شاهرود، ایران

۲- گروه مهندسی برق، واحد دامغان، دانشگاه آزاد اسلامی، دامغان، ایران

چکیده: بازآرایی شبکه‌های توزیع هوشمند به عنوان یک استراتژی مقرون به صرفه برای کاهش تلفات و انحراف ولتاژ، به ویژه در مواجهه با ادوات نوظهوری مانند سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی، مدیریت سمت تقاضا و منابع تولید پراکنده می‌باشد. مطالعات اخیر، اهداف بهینه‌سازی را گسترش داده است تا نه تنها کاهش تلفات سیستم توزیع، بلکه به حداقل رساندن تأمین برق از شبکه انتقال در پست‌های توزیع را نیز شامل شود. این مقاله یک مدل بازآرایی مقاوم را معرفی می‌کند که از بهینه‌سازی مخروط مرتبه دوم دو مرحله‌ای استفاده می‌کند. منابع انرژی تجدیدپذیر و مدیریت تقاضا به همراه منابع تولید پراکنده مبتنی بر سوخت فسیلی مانند ژنراتورهای گاز و دیزل را پوشش می‌دهد. هدف این مدل بهینه‌سازی یک تابع چند هدفه است که تلفات، خرید برق در پست‌های توزیع و هزینه‌های مرتبط با محدود کردن منابع انرژی تجدیدپذیر را کاهش می‌دهد. عملکرد مدل پیشنهادی در شبیه‌سازی شبکه ۳۳ باس IEEE نشان می‌دهد که تلفات توان در مقایسه با وضعیت بدون مدیریت سمت تقاضا (معادل ۰.۷۱ مگاوات) تا ۲۲.۵٪ کاهش یافته است. مصرف انرژی خریداری شده از شبکه تا ۱۹.۵٪ کاهش یافته است (از ۱.۵۴ به ۱.۲۴ مگاوات ساعت). ولتاژ حداقل بهبود یافته است (افزایش ۱.۰۳٪ از ۰.۹۷۲ به ۰.۹۸۲ p.u). در سناریوی بهینه‌سازی مقاوم، کاهش ۱۰٪ در تعداد خطوط باز شده نشان‌دهنده بهبود عملکرد در شرایط عدم قطعیت است. این نتایج نشان‌دهنده تأثیر قابل توجه مدل پیشنهادی در بهینه‌سازی عملکرد شبکه‌های توزیع هوشمند و کاهش هزینه‌ها و تلفات است.

واژه‌های کلیدی: انرژی تجدیدپذیر، بازآرایی، بهینه‌سازی مقاوم، شبکه توزیع.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۳/۰۷/۲۰

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۳/۰۹/۳۰

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۳/۱۲/۰۱

نویسنده‌ی مسئول: دکتر محمود سمیعی مقدم، samiei@iaue.ac.ir

DOI: <https://doi.org/10.71691/teeges.2026.1186654>





در چشم‌انداز پویا سیستم‌های قدرت^۱ مدرن، ادغام فزاینده منابع انرژی متنوع و فن‌آوری‌های مدیریت پیشرفته، یک تغییر پارادایم در نحوه رویکرد ما به شبکه‌های توزیع الکتریکی ایجاد کرده است. ظهور فناوری‌های شبکه هوشمند، مرزهای جدیدی را در بهره‌وری، قابلیت اطمینان و پایداری باز کرده است. در میان استراتژی‌های مختلفی که بررسی می‌شوند، بازارابی^۲ شبکه توزیع هوشمند به‌عنوان یک رویکرد به‌ویژه امیدوارکننده برجسته است. این مقاله به بررسی یک مدل نوآورانه از بازارابی پویا در شبکه‌های توزیع هوشمند^۳ می‌پردازد و بر پتانسیل آن برای پرداختن به برخی از چالش‌های مهم در این زمینه تاکید می‌کند. اهداف مرسوم مدیریت شبکه توزیع، که عمدتاً بر کاهش تلفات و حفظ پایداری ولتاژ متمرکز است، به سرعت در حال تکامل هستند. ادغام پیچیدگی‌های نوظهور مانند مدیریت سمت تقاضا و منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر نیازمند رویکردی دقیق‌تر و جامع‌تر است. پیشرفت‌های اخیر در این حوزه، دامنه بهینه‌سازی را گسترش داده است تا نه تنها اهداف سنتی را در بر بگیرد، بلکه به‌طور استراتژیک خرید برق از شبکه انتقال در پست‌های توزیع را به حداقل برساند. این تغییر منعکس کننده شناخت روزافزون نیاز به روش‌های توزیع انرژی کارآمدتر، مقرون به صرفه تر و پایدار است. در پاسخ به این پیشرفت‌ها، مقاله ما یک مدل بازارابی پویا و مقاوم را معرفی می‌کند که از بهینه‌سازی مخروط مرتبه دوم دو مرحله‌ای استفاده می‌کند. این مدل با دقت طراحی شده است تا طیف متنوعی از منابع را اعم از منابع انرژی تجدیدپذیر مانند خورشیدی و باد گرفته و طرح‌های مدیریت تقاضا در بر گیرد. علاوه بر این، منابع تولید پراکنده مبتنی بر سوخت فسیلی، مانند ژنراتورهای گاز و دیزل را در خود جای می‌دهد و ارتباط مداوم آنها را در ترکیب انرژی فعلی تشخیص می‌دهد. سنگ بنای مدل ما توانایی آن در بهینه‌سازی یک تابع چند هدفه است. این تابع به دقت برای پرداختن به سه هدف کلیدی ساخته شده است: کاهش تلفات در سیستم توزیع، کاهش وابستگی به خرید برق در پست‌های توزیع، و به حداقل رساندن هزینه‌های مرتبط با قطع توان منابع انرژی تجدیدپذیر. دستیابی به تعادل بین این اهداف برای توسعه یک شبکه توزیع انعطاف‌پذیرتر، کارآمدتر و پایدار بسیار مهم است. برای مقابله با پیچیدگی‌های ذاتی و چالش‌های محاسباتی این بهینه‌سازی چندهدفه، از الگوریتم تولید ستون و محدودیت^۴ (C&CG) استفاده می‌کنیم. این انتخاب با کارایی اثبات شده الگوریتم در مدیریت مسائل بهینه‌سازی در مقیاس بزرگ و پیچیده استوار است. پیاده‌سازی مدل ما با استفاده از حل‌کننده Gurobi و زبان برنامه‌نویسی Julia، که به دلیل سرعت و کارایی در محاسبات عددی معروف است، انجام می‌شود.

در مطالعه [۱]، نویسندگان به چالش بازارابی شبکه توزیع و قرار دادن استراتژیک خازن‌ها در سیستم توزیع می‌پردازند. آنها راه حلی را با استفاده از یک الگوریتم بهینه‌سازی گرگ خاکستری گسسته پیشنهاد می‌کنند. این رویکرد برای به حداقل رساندن هزینه‌های مختلف مرتبط با شبکه توزیع طراحی شده است، از جمله هزینه از تلفات انرژی سالانه، هزینه سرمایه‌گذاری برای خازن‌ها، هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری آنها، و هزینه‌های مربوط به عملیات سوئیچینگ. در مطالعه‌ای که در [۲] آمده است، نویسندگان یک رویکرد زمان‌بندی بهینه با محدودیت شانس برای پیکربندی مجدد ریزشبکه‌های جزیره‌ای معرفی کردند. این روش با هدف به حداقل رساندن چندین هزینه عملیاتی کلیدی، از جمله هزینه‌های مرتبط با عملیات عمومی، قابلیت اطمینان، عملیات سوئیچ^۵، و تهیه انرژی است. در تحقیق ارائه شده در [۳]، نویسندگان با چالش پیکربندی مجدد تصادفی در سیستم‌های توزیع، با تمرکز بر افزایش پایداری سیگنال کوچک، مقابله کردند. آنها پیچیدگی‌های الگوهای بار همبسته و خروجی متغیر منابع تولید پراکنده^۶ تجدیدپذیر را در نظر گرفتند. برای حل این مشکل پیچیده، آنها از یک الگوریتم تکاملی پیشرفته استفاده کردند. در مطالعه [۴] نویسندگان یک الگوریتم یادگیری مبتنی بر داده را ارائه کردند که برای بازارابی بهینه پویا در شبکه‌های توزیع طراحی شده است. نکته قابل توجه، هدف این الگوریتم به حداقل رساندن عملیات سوئیچینگ، کمک به مدیریت کارآمدتر و کارآمدتر شبکه است. در تحقیق [۵]، نویسندگان یک الگوریتم فراابتکاری ترکیبی را معرفی کردند. این الگوریتم به طور خاص برای مقابله با بازارابی سیستم توزیع، با هدف اصلی به حداقل رساندن اعوجاج هارمونیک کل در کل شبکه مهندسی شده است. در مطالعه [۶]، محققان یک تابع بهینه‌سازی چند هدفه را معرفی کردند. این تابع برای بهینه‌سازی شبکه توزیع و شبکه گاز طبیعی طراحی شده است. این سیستم از پیکربندی مجدد سیستم توزیع با هدف کاهش هزینه‌های مربوط به خرید گاز برای منابع تولید پراکنده مبتنی بر سوخت فسیلی استفاده می‌کند. این رویکرد بهینه‌سازی از یک روش فازی برای دستیابی به اهداف خود استفاده می‌کند. در مطالعه [۷]، محققان از یک الگوریتم فراابتکاری برای مقابله با مسئله بازارابی چند هدفه پویا استفاده کردند. این رویکرد به طور خاص بر ترکیب مدل‌های مختلف منابع فتوولتائیک^۷ (PV) در فرآیند حل



متمرکز بود. تحقیق ارائه شده در [۸] یک مدل بهینه سازی جهانی را معرفی می کند که برای رسیدگی به بازآرایی در شبکه های توزیع نامتعادل طراحی شده است. هدف اصلی این مدل به حداقل رساندن تلفات برق در سراسر شبکه است. در [۹]، نویسندگان یک مدل بازآرایی تصادفی برای سیستم های توزیع با بارهای نامشخص توسعه داده اند. این مدل در درجه اول با هدف کاهش ضرر و زیان و هزینه های عملیاتی است. در [۱۰]، یک مدل غیرخطی اعداد صحیح مختلط پیچیده، با استفاده از جریان بار AC و تکنیک نقطه شروع داغ، پیشنهاد شد. این مدل، با هدف حل مسئله بازآرایی سیستم توزیع، بر به حداقل رساندن تلفات برق شبکه تمرکز دارد. این روش از روش های بهینه سازی پیشرفته، به ویژه ازدحام ذرات و الگوریتم های ژنتیک، برای حل مؤثر مسائل استفاده می کند. در مطالعه [۱۱]، یک مدل بازآرایی پویا دو سطحی پیشنهاد شد. هدف اصلی این مدل به حداقل رساندن هزینه عملیاتی کاهش بار و هزینه عملیاتی مرتبط با منابع انرژی فسیلی است. مرجع [۱۲] یک رویکرد بازآرایی پویا بهینه را معرفی می کند که برای افزایش کارایی شبکه توزیع ۳۳ شینه طراحی شده است. هدف این استراتژی کاهش تلفات برق واقعی، بهینه سازی سطوح ولتاژ، کاهش هزینه های عملیاتی و تقویت قابلیت اطمینان شبکه است. این روش به طور منحصر به فردی از منابع تجدیدپذیر با استفاده از الگوریتم جستجوی کلانگ اصلاح شده تطبیقی استفاده می کند. مرجع [۱۳] یک مدل بازآرایی پویا بهینه پیشنهادی را ارائه می کند که برای افزایش انعطاف پذیری شبکه های توزیع در طول عملیات جزیره طراحی شده است. این مدل به طور استراتژیک با هدف به حداقل رساندن کمبود کل توان در حالی که همزمان تعداد عملیات سوئیچینگ را کاهش می دهد، هدف قرار می دهد. در مرجع [۱۴]، نویسندگان یک الگوریتم فراابتکاری را معرفی کردند که برای رسیدگی به مسئله بازآرایی بهینه در شبکه های توزیع طراحی شده بود. این راه حل به طور منحصر به فردی برای عدم قطعیت های مرتبط با منابع تولید پراکنده مبتنی بر سوخت فسیلی و در دسترس بودن متغیر پارکینگ خودروهای الکتریکی در یک دوره ۲۴ ساعته توضیح می دهد. در مرجع [۱۵]، یک فرمول جدید برای بازآرایی شبکه توزیع معرفی شد. این فرمول به طور خاص برای کاهش نوسانات ولتاژ ناشی از منابع تولید پراکنده طراحی شده است. در مطالعه [۱۶]، نویسندگان روشی را با هدف به حداقل رساندن عملیات تعویض پیکربندی مجدد ارائه کردند. این رویکرد نیازهای راه اندازی منابع تولید پراکنده فسیلی را در یک دوره ۲۴ ساعته در نظر می گیرد. در مرجع [۱۷]، نویسندگان یک مدل بازآرایی بهینه طراحی شده برای شبکه های توزیع متعادل و نامتعادل را معرفی کردند. تمرکز اصلی این مدل افزایش منبع انرژی مورد انتظار و بهبود شاخص پایداری ولتاژ است. به طور قابل توجهی، ادغام سیستم های ذخیره سازی انرژی و منابع انرژی تجدیدپذیر را در نظر می گیرد. در مرجع [۱۸]، نویسندگان یک مدل تصادفی برای پرداختن به موضوع بازآرایی سیستم توزیع توسعه دادند. این مدل به طور منحصر به فرد بهینه سازی شبکه انتقال و عملیات بازار را با هدف کاهش مؤثر هزینه های عملیاتی ادغام می کند. در مطالعه [۱۹]، محققان یک روش تقسیم زمانی را برای مقابله با چالش بازآرایی چند هدفه در شبکه ۳۳ باس معرفی کردند. این رویکرد از یک الگوریتم تکاملی استفاده می کند که حل مسئله کارآمد را به شیوه ای ساخت یافته تقسیم بندی شده ممکن می سازد. در [۲۰]، محققان یک مدل زمانبندی خطی ابتکاری را معرفی کردند. این مدل به دلیل ارزیابی دقیق قابلیت اطمینان و استراتژی هایی برای پیکربندی مجدد پس از خطا در شبکه های توزیع قابل توجه است. در مرجع [۲۱]، یک روش یادگیری عمیق برای رسیدگی به مسئله بازآرایی بهینه معرفی شده است. این روش پایداری ولتاژ کوتاه مدت را در زمینه یکپارچه سازی منابع انرژی تجدیدپذیر در نظر می گیرد. در مطالعه [۲۲]، محققان یک چارچوب بهینه سازی را با محوریت مدل پاسخ تقاضای نامشخص فازی انعطاف پذیر چند زمانه ارائه کردند. این مدل در خدمت هدف دوگانه مدیریت پاسخ تقاضا و بازآرایی بهینه شبکه های توزیع است. هدف افزایش رضایت مشتری است که از طریق الگوریتم بهینه سازی ازدحام ذرات تطبیقی به دست می آید. در مرجع [۲۳]، نویسندگان یک رویکرد احتمالی را برای بازآرایی سیستم توزیع معرفی کردند. هدف افزایش ظرفیت منابع فتوولتائیک (PV)، تثبیت ولتاژ و به حداقل رساندن تلفات برق است. این از طریق استفاده از الگوریتم NSGA-II^۸ و تکنیک های تصمیم گیری فازی انجام می شود. در مرجع [۲۴]، نویسندگان یک استراتژی بازآرایی شبکه متوالی مبتنی بر حالت را با استفاده از مدل فرآیند تصمیم مارکوف ارائه کردند. هدف به حداقل رساندن کاهش تولید انرژی های تجدیدپذیر و کاهش بار تحت محدودیت های عملیاتی مختلف در یک دوره ۲۴ ساعته است. در مرجع [۲۵]، نویسندگان بازآرایی سیستم توزیع پویا را با در نظر گرفتن منابع انرژی تجدیدپذیر و سیستم های ذخیره انرژی معرفی کردند. هدف کاهش هزینه های آلودگی و هزینه های سوئیچینگ شبکه است. در [۲۶]، نویسندگان یک استراتژی هماهنگ بهینه برای پاسخ به تقاضا و مدیریت انرژی ارائه می کنند که شامل وسایل نقلیه الکتریکی می شود. این استراتژی مبتنی بر استفاده از الگوریتم جایا است. در [۲۷]، نویسندگان یک رویکرد توزیع شده قوی را با استفاده از برنامه ریزی اعداد صحیح مختلط برای بازآرایی پویا در شبکه های توزیع نامتعادل سه فازی



معرفی کردند. در [۲۸]، نویسندگان یک مدل برنامه‌ریزی غیرخطی اعداد صحیح مختلط را ارائه می‌کنند که برای رسیدگی به چالش بازارابی پویا در شبکه‌های توزیع طراحی شده است. هدف به حداقل رساندن هزینه خرید انرژی از شبکه بالادستی با در نظر گرفتن ادغام منابع تجدیدپذیر، باتری‌ها و برنامه‌های مدیریت سمت تقاضا است. در [۲۹]، نویسندگان یک مدل برنامه‌ریزی مخروطی اعداد درجه دوم را معرفی می‌کنند که برای بازارابی پویا چند هدفه شبکه‌های توزیع شهری طراحی شده است. این مدل به طور منحصر به فردی دارای حالت‌های سوئیچینگ چند سطحی و ادغام منابع فتوولتائیک است. در [۳۰]، نویسندگان یک مدل برنامه‌ریزی خطی اعداد صحیح مختلط تصادفی ارائه کردند که برای شارژ و دشارژ بهینه باتری‌ها، همراه با مدیریت سمت تقاضا، در پست‌های توزیع هوشمند طراحی شده است. در [۳۱]، نویسندگان یک رویکرد جامع برای بهینه‌سازی شبکه‌های توزیع با ترکیب منابع تولید پراکنده فسیلی، منابع PV و منابع راکتیو برای به حداقل رساندن تلفات برق واقعی معرفی می‌کنند. برای ارائه درک روشنی از تفاوت این مقاله با تحقیقات قبلی، یک جدول طبقه‌بندی دقیق گنجانده شده است. همانطور که در جدول ۱ نشان داده شده است، این مطالعه مدل و روش شناسی خود را با موارد موجود در انتشارات قبلی مقایسه می‌کند. مقایسه نشان می‌دهد که هر مطالعه ارجاعی دارای محدودیت‌های خاصی است که این مقاله قصد دارد به آنها بپردازد. به عنوان مثال، در مرجع [۱]، مدل‌سازی مدیریت سمت تقاضا نادیده گرفته شده است و مدل غیرخطی ارائه‌شده برای حل خود به یک الگوریتم تکاملی متکی است. پیشینه اخیر تأکید می‌کند که بازارابی یک چالش بهینه‌سازی حیاتی در شبکه‌های توزیع است و دستیابی به یک راه‌حل دقیق می‌تواند مزایای قابل توجهی برای شبکه به همراه داشته باشد.

افزایش ادغام منابع انرژی متنوع و فناوری‌های مدیریت پیشرفته در سیستم‌های قدرت مدرن نیازمند رویکردهای جدیدی است. فناوری‌های شبکه هوشمند با افزایش بهره‌وری، قابلیت اطمینان و پایداری، تحولی در شبکه‌های توزیع الکتریکی ایجاد کرده‌اند. این تحقیق با هدف بهینه‌سازی عملکرد شبکه‌های توزیع در مواجهه با چالش‌های جدید، به دنبال ارائه راه‌حلی است که بهره‌وری و پایداری بیشتری را در شبکه‌های توزیع هوشمند فراهم کند.

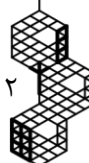
روش‌های موجود به اندازه کافی قادر به بهینه‌سازی چندهدفه که شامل کاهش تلفات سیستم، به حداقل رساندن تأمین برق از شبکه انتقال و مدیریت منابع انرژی تجدیدپذیر و تولید پراکنده نیستند. این مدل‌ها عموماً توانایی لازم برای پوشش همزمان اهداف متعدد و پاسخگویی به پیچیدگی‌های روزافزون شبکه‌های توزیع را ندارند. این تحقیق با معرفی یک مدل بازارابی مقاوم که از بهینه‌سازی مخروط مرتبه دوم دو مرحله‌ای و الگوریتم تولید ستون و محدودیت (C&CG) استفاده می‌کند، تلاش می‌کند تا این شکاف را پر کرده و راه‌حل موثری برای بهینه‌سازی عملکرد شبکه‌های توزیع ارائه دهد.

تحقیقات ارائه شده در این مقاله کمک قابل توجهی به زمینه بازارابی شبکه توزیع هوشمند می‌کند و چندین جنبه نوآورانه را معرفی می‌کند که کارایی و پایداری این سیستم‌ها را افزایش می‌دهد. مشارکت‌ها و نوآوری‌های کلیدی این مطالعه به شرح زیر است:

۱. بهینه‌سازی مخروط مرتبه دوم دو مرحله‌ای: این مدل از تکنیک بهینه‌سازی مخروط مرتبه دوم دو مرحله‌ای پیشرفته استفاده می‌کند. این رویکرد در توانایی خود برای مدیریت ماهیت غیر خطی و پیچیده سیستم‌های شبکه هوشمند مدرن، نوآورانه است و راه‌حل‌های دقیق‌تر و کارآمدتری ارائه می‌دهد. این نشان دهنده پیشرفت قابل توجهی نسبت به روش‌های بهینه‌سازی خطی سنتی، به ویژه در برخورد با عملکردهای چند هدفه شبکه‌های هوشمند مدرن است.

۲. بهینه‌سازی عملکرد چند هدفه: این تحقیق از طریق توسعه یک تابع چند هدفه کمک می‌کند که به طور همزمان کاهش تلفات توان را هدف قرار می‌دهد، تأمین برق از شبکه انتقال را به حداقل می‌رساند و هزینه‌های مرتبط با قطع انرژی تجدیدپذیر را کاهش می‌دهد. این رویکرد چند جانبه برای بهینه‌سازی به‌ویژه نوآورانه است و به چندین چالش کلیدی در مدیریت شبکه به شیوه‌ای منسجم می‌پردازد.

۳. استفاده از الگوریتم تولید ستون و محدودیت (C&CG): این مقاله از الگوریتم تولید ستون و محدودیت (C&CG) برای حل کارآمد مسئله استفاده می‌کند. این انتخاب الگوریتم نشان دهنده یک رویکرد نوآورانه در این زمینه است، به ویژه برای رسیدگی به مسائل بهینه‌سازی در مقیاس بزرگ با درجه بالایی از پیچیدگی. الگوریتم C&CG به دلیل کارایی خود در مدیریت چنین سناریوهایی شناخته شده است و آن را برای این برنامه مناسب می‌سازد.





جدول (۱): مقایسه بین روش و رویکرد این مقاله با سایر مطالعات مشابه

مراجع	الگوریتم	مدل	پویا	پاسخ تقاضا	مقاوم	چند هدفه	تجدیدپذیر	فسیلی
این مطالعه	C&CG	Two-stage	✓	✓	✓	✓	✓	✓
۱	DIGWO	MINLP	-	-	-	✓	-	✓
۲	CCGP	LP	✓	✓	-	✓	✓	-
۳	EA	NLP	✓	-	✓	✓	✓	-
۴	DBRL	MICP	✓	-	-	✓	-	-
۵	HHH	MINLP	-	-	-	-	-	-
۶	Fuzzy	MINLP	✓	-	-	✓	✓	✓
۷	SBB	MINLP	✓	✓	-	✓	✓	-
۸	STGA	NLP	-	-	-	-	-	-
۹	CPLEX	MICP	-	-	✓	✓	-	-
۱۰	GA-PSO	MINLP	-	-	-	-	-	-
۱۱	CPLEX	MILP	✓	-	-	✓	✓	✓
۱۲	SAMCSA	MINLP	✓	-	✓	✓	✓	✓
۱۳	DP	MINLP	✓	-	-	✓	✓	✓
۱۴	LDBAS	MINLP	✓	-	✓	✓	✓	✓
۱۵	CPLEX	MIQP	-	-	-	✓	✓	✓
۱۶	Gurobi	MISOC	✓	-	-	✓	✓	✓
۱۷	-	LP	✓	-	-	✓	✓	✓
۱۸	Gurobi	SOC	✓	-	✓	✓	✓	-
۱۹	SBSO	MINLP	✓	-	✓	✓	✓	✓
۲۰	CPLEX	MILP	-	-	✓	-	✓	-
۲۱	HA	MINLP	✓	-	-	✓	✓	✓
۲۲	SAPSO	NLP	✓	✓	-	✓	-	-
۲۳	NSGA-II	NLP	-	-	✓	✓	✓	✓
۲۴	CPLEX	MILP	✓	-	✓	✓	✓	✓
۲۵	CPLEX	SMILP	✓	-	✓	✓	✓	✓
۳۵	-	MILP	✓	-	-	✓	✓	✓
۳۶	KKT	MILP	✓	✓	-	✓	✓	✓
۳۷	KKT	MISOC	✓	✓	-	✓	✓	✓

به طور خلاصه، این تحقیق پیشرفت های پیشگامانه ای را در بهینه سازی و مدیریت شبکه های توزیع هوشمند ارائه می دهد. این نه تنها یک مدل جامع و یکپارچه را معرفی می کند که قادر به پرداختن به پیچیدگی های سیستم های انرژی مدرن است، بلکه از تکنیک های بهینه سازی نوآورانه و استراتژی های اجرایی عملی نیز استفاده می کند و معیار جدیدی را در این زمینه ایجاد می کند. در بخش بعدی این مقاله، به ارائه جامع و شرح مفصلی از مدل پیشنهادی خواهیم پرداخت. پس از آن، بخش سوم سیستم پیشنهادی را معرفی می کند و تحلیل بعدی نتایج به دست آمده از شبیه سازی را موشکافی می کند. بخش چهارم نتیجه گیری مقاله را در بر می گیرد و برای ادامه این مطالعه، چندین پیشنهاد روشن گرانه ارائه خواهد شد.

۲- مدل بهینه سازی پیشنهادی

این مقاله یک مسئله بازآرایی شبکه هوشمند پویا را ارائه می کند که به عنوان یک مدل بهینه سازی مخروط مرتبه دوم ساختار یافته است، که معادلات (۱) تا (۲۴) را در بر می گیرد.

تابع هدف در این مدل یک تابع چندهدفه است که برای بهینه سازی عملکرد شبکه توزیع با در نظر گرفتن سه هدف کلیدی طراحی شده است. استفاده از این تابع هدف به دلیل پیچیدگی های مسئله و لزوم تعادل میان اهداف مختلف است که باید به طور همزمان





بهینه شوند. یکی از اهداف اصلی این مدل کاهش تلفات در خطوط شبکه است که با توجه به جریان‌های توان در خطوط مختلف، به صورت مربعات توان اکتیو و راکتیو بیان می‌شود. این هدف به دنبال بهبود بهره‌وری شبکه و کاهش هزینه‌های مربوط به تلفات انرژی است. هدف دیگر این مدل کاهش هزینه‌های خرید برق در پست‌های توزیع است. این هزینه‌ها به توان اکتیو و راکتیو خریداری شده در هر ساعت بستگی دارد. کاهش این هزینه‌ها به معنای بهبود اقتصادی شبکه و کاهش بار مالی برای مصرف‌کنندگان است. هدف سوم به حداقل رساندن آسیب‌پذیری سیستم در برابر قطع بار است. این هدف به دنبال کاهش تاثیرات منفی ناشی از قطعی بار واقعی و راکتیو و تضمین پایداری و عملکرد مطلوب شبکه در شرایط مختلف است. ترکیب این اهداف در یک تابع هدف گنگ، به این دلیل انجام می‌شود که در عمل، این اهداف به طور مستقل از هم نمی‌توانند به حداقل برسند و باید یک تعادل میان آن‌ها برقرار شود. به همین دلیل، مدل به‌طور همزمان تلاش می‌کند تا همه اهداف را در یک چارچوب بهینه بهبود دهد و در نتیجه عملکرد کلی سیستم را ارتقا دهد.

موضوع اصلی این مدل، همانطور که در رابطه (۱) مشخص شده است، یک تابع هدف چند هدفه با سه هدف کلیدی است: اول، هدف کاهش تلفات در خطوط شبکه است که به صورت $c^l r_b (p_{b,h}^2 + q_{b,h}^2)$ بیان می‌شود. ثانیاً، تلاش می‌کند تا هزینه‌های حاصل از خرید برق در پست‌های توزیع را کاهش دهد که با $c^s (p_h^s + q_h^s)$ نشان داده شده است. ثالثاً، به حداقل رساندن آسیب‌پذیری سیستم ناشی از قطع بار واقعی و راکتیو نشان داده شده توسط $c^r (p_{n,h}^r + q_{n,h}^r)$ می‌باشد. مجموعه باس‌های شبکه با (N) ، دوره‌های زمانی (H) ، و خطوط شبکه (B) ، با شاخص‌های مربوطه b, h, n در نظر گرفته شده است.

$$\min \sum_{b=1}^B \sum_{h=1}^H c^l r_b (p_{b,h}^2 + q_{b,h}^2) + \sum_{h=1}^H c^s (p_h^s + q_h^s) + \sum_{h=1}^H \sum_{n=1}^N c^r (p_{n,h}^r + q_{n,h}^r) \quad (1)$$

در رابطه (۱)، متغیر r_b به عنوان مقاومت خط b در شبکه تعریف شده است. اصطلاحات p_b و q_b به ترتیب برای نشان دادن جریان‌های توان اکتیو و راکتیو در امتداد این خط استفاده می‌شود. نماد c^s نشان دهنده هزینه‌های متحمل شده برای برق خریداری شده در پست توزیع از شبکه بالادستی است. این هزینه با توان اکتیو و راکتیو پست در طول زمان h مرتبط است که به صورت p_h^s و q_h^s بیان می‌شود. علاوه بر این، c^r نشان دهنده هزینه مربوط به قطع بار است، جایی که $p_{n,h}^r$ و $q_{n,h}^r$ به ترتیب توان اکتیو و راکتیو فرآیند قطع بار هستند.

معادلات (۲) تا (۲۴) محدودیت‌های مربوط به مدل بهینه‌سازی پیشنهادی را تعریف می‌کنند. به طور خاص، معادله (۲) محدودیت برای تعادل توان واقعی را توضیح می‌دهد، در حالی که معادله (۳) به تعادل توان راکتیو در شبکه می‌پردازد. عبارت $p_{n,h}^{pv}$ بیانگر توان تولید شده توسط منابع خورشیدی در باس n در زمان h است و $p_{n,h}^{wd}$ مربوط به توان تولید شده توسط منابع بادی در همان باس و زمان است.

$$p_h^s + p_{n,h}^r + \sum_{b(nm) \in B} p_{b,h} - \sum_{b(mn) \in B} p_{b,h} + p_{n,h}^{dg} + p_{n,h}^{pv} + p_{n,h}^{wd} = p_{n,h}^{dr} \quad \forall n \in N, h \in H, s \in S \quad (2)$$

$$q_h^s + q_{n,h}^r + \sum_{b(nm) \in B} q_{b,h} - \sum_{b(mn) \in B} q_{b,h} + q_{n,h}^{dg} = q_{n,h}^{dr} \quad \forall n \in N, h \in H, s \in S \quad (3)$$

در معادله (۲)، نماد nm نشان دهنده جریان توان از باس n به باس m است، در حالی که mn جریان توان را در جهت مخالف، از باس m به باس n نشان می‌دهد. توان خروجی واقعی منابع تولید پراکنده مبتنی بر سوخت فسیلی در باس n در طول زمان h با $p_{n,h}^{dg}$ نشان داده می‌شود. علاوه بر این، $p_{n,h}^{dr}$ بار اکتیو جابجا شده در باس n در زمان h را در برنامه مدیریت سمت تقاضا مشخص می‌کند. به طور مشابه، در معادله (۳)، $q_{n,h}^{dg}$ توان راکتیو منابع فسیلی را در باس n برای زمان h نشان می‌دهد و $q_{n,h}^{dr}$ نشان دهنده بار راکتیو جابجا شده در باس n در زمان h به عنوان بخشی از برنامه مدیریت سمت تقاضا است.

معادلات (۴) و (۵) حدود عملیات ساعتی برای توان اکتیو و راکتیو در پست توزیع را تعریف می‌کنند. در اینجا $\bar{p}^s$ حداکثر ظرفیت توان واقعی پست را نشان می‌دهد و $\bar{q}^s$ حداکثر ظرفیت توان راکتیو آن را نشان می‌دهد. معادله (۴) محدودیتی برای توان اکتیو ایجاد می‌کند. به این معنا که توان اکتیو تولید یا مصرف‌شده در هر ساعت نباید بیشتر از ظرفیت حداکثری توان اکتیو پست باشد. به عبارت دیگر، این معادله نشان می‌دهد که در هر ساعت، مقدار توان اکتیو باید کمتر از یا برابر با حداکثر ظرفیت پست باشد. معادله (۵) مشابه





معادله اول است ولی برای توان راکتیو. این معادله تضمین می‌کند که توان راکتیو در هر ساعت از حد ظرفیت حداکثری پست تجاوز نکند. در این معادلات، مجموعه‌ای از ساعات مختلف در نظر گرفته شده است که تجزیه و تحلیل در آن‌ها انجام می‌شود. بنابراین، این معادلات تعیین می‌کنند که در هر ساعت، مقدار توان اکتیو و راکتیو نباید از ظرفیت‌های معین پست توزیع بیشتر باشد.

$$p_h^s \leq \bar{p}^s \quad \forall h \in H \quad (4)$$

$$q_h^s \leq \bar{q}^s \quad \forall h \in H \quad (5)$$

معادلات (۶) و (۷) مدیریت برنامه مدیریت تقاضا در توان اکتیو و راکتیو در شبکه را توصیف می‌کند. این معادلات تضمین می‌کنند که برنامه شامل حذف بار نیست. در عوض، امکان جابجایی بار در هر باس را فراهم می‌کند. در این فرمول‌ها، $p_{n,h}^d$ و $q_{n,h}^d$ به ترتیب بارهای اکتیو و راکتیو باس n در زمان h را نشان می‌دهد.

$$\sum_{n \in N} p_{n,h}^{dr} = \sum_{n \in N} p_{n,h}^d \quad \forall h \in h \quad (6)$$

$$\sum_{n \in N} q_{n,h}^{dr} = \sum_{n \in N} q_{n,h}^d \quad \forall h \in h \quad (7)$$

معادلات (۸) و (۹) درصد مجاز جابجایی بار فعال در هر شین را به‌طور دقیق تعیین می‌کنند. در این معادلات، درصد تغییرات مجاز در بار فعال (ε) باید به گونه‌ای تنظیم شود که میزان تغییرات در بار فعال هر شین از مقادیر تعیین‌شده بیشتر نشود. معادله (۸) برای اطمینان از این که جابجایی بار فعال در هر شین کمتر از یا مساوی با مقدار بار اولیه منهای درصد تغییر مجاز باشد، طراحی شده است. معادله (۹) نیز به‌طور مشابه، این محدودیت را برای مقادیر بزرگتر از بار اولیه اعمال می‌کند، به‌طوری که تغییرات بار فعال نباید از درصد مجاز تجاوز کند. این محدودیت‌ها به حفظ پایداری شبکه و جلوگیری از تغییرات ناگهانی در بار فعال در شین‌ها کمک می‌کنند. همچنین معادلات (۱۰) و (۱۱) برای بار راکتیو مشابه معادلات (۸) و (۹) عمل می‌کنند، اما این بار به جابجایی بار راکتیو در هر شین مربوط می‌شوند. در این معادلات، میزان تغییرات در بار راکتیو، که با ε تعیین می‌شود، باید در محدوده مجاز باقی بماند. معادلات (۱۰) و (۱۱) تضمین می‌کنند که بار راکتیو در شین‌ها نیز در یک بازه معین تغییر کند و این تغییرات نباید از آستانه مجاز عبور کند. به‌طور کلی، این محدودیت‌ها برای حفظ تعادل و عملکرد صحیح سیستم توزیع به کار می‌روند.

$$p_{n,h}^{dr} \geq p_{n,h}^d - p_{n,h}^d * \varepsilon \quad \forall n \in N, h \in h \quad (8)$$

$$p_{n,h}^{dr} \leq p_{n,h}^d + p_{n,h}^d * \varepsilon \quad \forall n \in N, h \in h \quad (9)$$

$$q_{n,h}^{dr} \geq q_{n,h}^d - q_{n,h}^d * \varepsilon \quad \forall n \in N, h \in h \quad (10)$$

$$q_{n,h}^{dr} \leq q_{n,h}^d + q_{n,h}^d * \varepsilon \quad \forall n \in N, h \in h \quad (11)$$

معادلات (۱۲) و (۱۳) حدود بالا و پایین جریان توان اکتیو و راکتیو در خطوط شبکه را نشان می‌دهد. در این معادلات، متغیر باینری x_b وضعیت عملیاتی خطوط شبکه را تعیین می‌کند: مقدار ۱ نشان دهنده یک خط متصل است، در حالی که ۰ نشان دهنده یک خط قطع شده است. عبارات $\bar{p}_b$ و $\bar{q}_b$ به ترتیب با حداکثر ظرفیت جریان توان حقیقی و راکتیو خط b در شبکه مطابقت دارد.

$$-\bar{p}_b x_b \leq p_{b,h} \leq \bar{p}_b x_b \quad \forall n \in N, h \in h, x \in \{0,1\} \quad (12)$$

$$-\bar{q}_b x_b \leq q_{b,h} \leq \bar{q}_b x_b \quad \forall n \in N, h \in h, x \in \{0,1\} \quad (13)$$

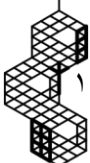
معادله (۱۴) سطح ولتاژ را در باس شبکه در زمان h را تعریف می‌کند، در حالی که معادله (۱۵) مرزهای ولتاژ قابل قبول برای باس را در هر زمان معین تعیین می‌کند. در این فرمول‌بندی‌ها، $v_{n,h}$ نشان‌دهنده مجذور ولتاژ در باس n در زمان h است و x_b راکتانس خط b مرتبط با باس n است. با توجه به رابطه (۱۵)، $\bar{v}_n$ و $\underline{v}_n$ به ترتیب آستانه ولتاژ حداقل و حداکثر را برای باس n نشان می‌دهند.

$$v_{n,h} = v_{m,h} - 2(r_b p_{b,h} + x_b q_{b,h}) \quad \forall n, m \in N, b \in B, h \in h \quad (14)$$

$$\underline{v}_n \leq v_{n,h} \leq \bar{v}_n \quad \forall n \in N, h \in h \quad (15)$$

معادلات (۱۶) و (۱۷) سطوح مجاز توان حقیقی و راکتیو برای منابع تولید پراکنده مبتنی بر سوخت فسیلی را مشخص می‌کنند. در این پارامترها، $\bar{p}_n^{dg}$ و $\bar{q}_n^{dg}$ به ترتیب حداکثر خروجی‌های توان حقیقی و راکتیو مجاز را برای این منابع واقع در باس n نشان می‌دهند.

$$0 \leq p_{n,h}^{dg} \leq \bar{p}_n^{dg} \quad \forall n \in N, h \in h \quad (16)$$





$$0 \leq q_{n,h}^{dg} \leq \bar{q}_n^{dg} \quad \forall n \in N, h \in h \quad (17)$$

معادلات (۱۸) و (۱۹) محدودیت‌های اعمال شده بر منابع خورشیدی و بادی را تشریح می‌کند. این معادلات برای تضمین عملکرد صحیح منابع بادی و خورشیدی در شرایط مختلف، در هر باس و در هر زمان طراحی شده‌اند.

$$0 \leq p_{n,h}^{pv} \leq \bar{p}_{n,h}^{pv} \quad \forall n \in N, h \in h \quad (18)$$

$$0 \leq p_{n,h}^{wd} \leq \bar{p}_{n,h}^{wd} \quad \forall n \in N, h \in h \quad (19)$$

معادلات (۲۰) و (۲۱) ارتباط بین شار توان اکتیو و راکتیو و توان اکتیو و راکتیو متناظر پست توزیع را برقرار می‌کند.

$$p_h^s = \sum_{b \in B} p_{b,h} \quad \forall n \in N, h \in h \quad (20)$$

$$q_h^s = \sum_{b \in B} q_{b,h} \quad \forall n \in N, h \in h \quad (21)$$

در نهایت، معادلات (۲۲) تا (۲۴) با استفاده از روش درخت پوشا برای اطمینان از برآورده شدن این محدودیت‌ها، محدودیت‌های شعاعی شبکه توزیع را پس از بازآرایی تعریف می‌کنند. در این معادلات، Ω_s مجموعه پست‌های توزیع را نشان می‌دهد، در حالی که Ω مجموعه‌ای از باس‌های بار را نشان می‌دهد. متغیر باینری y_{nm} رابطه والد-فرزند بین گره‌ها را نشان می‌دهد: اگر گره n والد گره m باشد، مقدار ۱ به آن اختصاص داده می‌شود.

$$y_{nm} = 0 \quad \forall nm \in B, n \in \Omega_s \quad (22)$$

$$y_{nm} + y_{mn} = x_{nm} \quad \forall nm \in B, y \in \{0,1\} \quad (23)$$

$$\sum_{nm \in B} y_{nm} = 1 \quad \forall n \in \Omega \setminus \Omega_s \quad (24)$$

بخش زیر رویکرد قوی پیشنهادی را معرفی می‌کند.

۳- رویکرد مقاوم پیشنهادی

در سناریوهای دنیای واقعی، چالش برنامه‌ریزی عملیاتی سیستم توزیع یک روز قبل حل می‌شود و عدم قطعیت‌های مرتبط با بار و تولید انرژی‌های تجدیدپذیر را در بر می‌گیرد. برای مدیریت موثر این عدم قطعیت‌ها، این بخش یک مدل بهینه‌سازی قوی دو مرحله‌ای را ارائه می‌دهد. مدل‌سازی مقاوم مسئله به دلیل وجود عدم قطعیت‌ها و تغییرات پیش‌بینی نشده در پارامترهای سیستم به کار می‌رود. در شبکه‌های توزیع هوشمند، عواملی مانند تغییرات بار، تولید غیرقابل پیش‌بینی از منابع تجدیدپذیر (مثل انرژی خورشیدی و بادی)، نوسانات قیمت انرژی، و تغییرات شرایط محیطی می‌توانند تأثیر زیادی بر عملکرد سیستم بگذارند. این عدم قطعیت‌ها ممکن است منجر به خطا در پیش‌بینی‌ها، نوسانات انرژی، و در نهایت کاهش کارایی سیستم شوند. با مدل‌سازی مقاوم، هدف این است که به جای تمرکز صرف بر شرایط خاص یا قطعی، راه‌حلی پیدا کنیم که در مواجهه با این عدم قطعیت‌ها نیز عملکرد بهینه را حفظ کنند. این مدل‌ها تضمین می‌کنند که حتی در شرایط غیرمنتظره، سیستم توزیع قادر به حفظ پایداری و کارایی خود است. به عبارت دیگر، مدل مقاوم به گونه‌ای طراحی می‌شود که با بدترین سناریوهای ممکن در نظر گرفته شده، همچنان عملکرد شبکه بهینه باقی بماند. در مقاله، ذکر این نکته ضروری است که مدل مقاوم استفاده‌شده در این تحقیق به منظور تضمین عملکرد بهینه در شرایط عدم قطعیت‌های مختلف، از جمله تغییرات بار و تولید انرژی، طراحی شده است. این نوع مدل‌سازی به شبکه‌ها کمک می‌کند تا در برابر نوسانات و اختلالات مقاوم‌تر شده و قابلیت اطمینان و پایداری سیستم بهبود یابد. در چارچوب بهینه‌سازی قوی، عدم قطعیت‌ها با مجموعه‌های عدم قطعیت مناسب مشخص می‌شوند. برای بار در سیستم توزیع، این مجموعه که به صورت (U_D^p, U_D^q) نشان داده می‌شود، می‌تواند به صورت زیر تعریف شود:

$$U_D^p = \begin{cases} \tilde{p}_{n,h}^d \in R^+ | \underline{\Gamma}_t^{p,D} \leq \frac{\sum_n \tilde{p}_{n,h}^d}{\sum_n p_{n,h}^d} \leq \overline{\Gamma}_t^{p,D}, \\ \tilde{p}_{n,h}^d \in [p_{n,h}^d - p_{n,h}^d \times \gamma, p_{n,h}^d + p_{n,h}^d \times \gamma] \end{cases} \quad (25)$$





(۲۶)

$$U_D^q = \begin{cases} \tilde{q}_{n,h}^d \in R^+ | \Gamma_t^{q,D} \leq \frac{\sum_n \tilde{q}_{n,h}^d}{\sum_n q_{n,h}^d} \leq \overline{\Gamma_t^{q,D}}, \\ \tilde{q}_{n,h}^d \in [q_{n,h}^d - q_{n,h}^d \times \gamma, q_{n,h}^d + q_{n,h}^d \times \gamma] \end{cases}$$

بر اساس معادلات (۲۵، ۲۶)، بار نامشخص در محدوده $[p_{n,h}^d - p_{n,h}^d \times \gamma, p_{n,h}^d + p_{n,h}^d \times \gamma]$ است. برای تغییر محافظه کاری راه حل بهینه، پارامترهای $\Gamma_t^{p,D}$ و $\Gamma_t^{q,D}$ که به عنوان بودجه عدم قطعیت شناخته می شوند، قابل تنظیم هستند. از آنجایی که این مقادیر از ۰ تا ۲۴ متغیر است، محافظه کاری راه حل بهینه به ترتیب افزایش می یابد. این همچنین مدت زمانی را که در آن بار در باس n ممکن است به حد پایین یا بالای خود برسد افزایش می دهد. مجموعه عدم قطعیت مشابهی برای تولید برق تجدیدپذیر قابل اعمال است که با (U_{RE}) نشان داده شده است:

(۲۷)

$$U_{RE} = \begin{cases} \tilde{p}_{n,h}^{pv} \in R^+ | \Gamma_t^{re} \leq \frac{\sum_n \tilde{p}_{n,h}^{pv}}{\sum_n p_{n,h}^{pv}} \leq \overline{\Gamma_t^{re}}, \\ \tilde{p}_{n,h}^{pv} \in [p_{n,h}^{pv} - \hat{p}_{n,t}^{pv}, p_{n,h}^{pv} + \hat{p}_{n,t}^{pv}] \\ \tilde{p}_{n,h}^{wd} \in R^+ | \Gamma_t^{re} \leq \frac{\sum_n \tilde{p}_{n,h}^{wd}}{\sum_n p_{n,h}^{wd}} \leq \overline{\Gamma_t^{re}}, \\ \tilde{p}_{n,h}^{wd} \in [p_{n,h}^{wd} - \hat{p}_{n,t}^{wd}, p_{n,h}^{wd} + \hat{p}_{n,t}^{wd}] \end{cases}$$

جایی که Γ_t^{re} نشان دهنده بودجه عدم قطعیت تخصیص یافته برای تولید برق تجدیدپذیر است

با در نظر گرفتن مجموعه های عدم قطعیت تعریف شده، فرمول بندی مدل بهینه سازی قوی دو مرحله ای به صورت زیر ارائه می شود:

(۲۸)

$$\min_{x_t} \sum_{t \in T} a_t^T x_t + \max_{U_D^p, U_D^q, U_{RE}} \min_{y_t \in O(x_1, \dots, x_T, i, d, g)} \sum_{t \in T} b_t^T y_t$$

(۲۹)

$$C_t x_t \leq c_t$$

(۳۰)

$$O(x_1, \dots, x_T, i, d, g) = \left\{ y_t \left| \begin{array}{l} H_t y_t \leq h_t \\ G_t y_t \leq L_t d_t - i_t x_t - E_t x_t - K_t g_t \\ N_t y_t \leq w - M_t x_t \end{array} \right. \right\}$$

در این مدل، x و y متغیرهای تصمیم گیری مربوط به حالت های عملیاتی هستند. ضرایب کمکی C, E, G, H, K, L, M و N ، همراه با پارامترهای a, b, c, h و w ، جدایی ناپذیر از ساختار مدل مقاوم هستند. متغیرهای i, d و g عدم قطعیت در تقاضای بار و تولید انرژی تجدیدپذیر را نشان می دهند. مدل قوی دو مرحله ای پیشنهادی با یک مشکل مرحله اول شروع می شود که شامل بهینه سازی مدیریت انرژی ژنراتورهای پراکنده و پاسخ به تقاضا است. هدف به حداقل رساندن هزینه کل سیستم توزیع با در نظر گرفتن بدترین سناریوها است. پس از نهایی کردن تصمیمات مرحله اول، مدل با بدترین سناریو برای شبکه توزیع تحت عدم قطعیت ها با استفاده از رویکرد حداکثر حداقل داخلی مواجه می شود. این به طور موثر با یک مشکل متمرکز بر انعطاف پذیری مقابله می کند و از استحکام در برابر نوسانات و عدم قطعیت های ذاتی در سیستم اطمینان می دهد.

معادله (۲۹) محدوده قابل اجرا را برای متغیرهای تصمیم عملیاتی تعریف می کند که شامل محدودیت های (۲) تا (۲۴) می شود. اولین نابرابری ارائه شده در (۳۰) منحصراً بر محدودیت های مربوط به متغیرهای تصمیم گیری عملیاتی، به طور خاص (۲۲) و (۲۳) متمرکز است. نابرابری زیر در (۳۰) برای بیان قیود (۲) و (۳) با دقت انتخاب شده است. در نهایت، آخرین نابرابری در (۳۵) به طور خلاصه قیود (۶) و (۷) را نشان می دهد.

مسئله بهینه سازی کمینه-بیشینه-کمینه سازی که در معادلات (۲۸)-(۳۰) بیان شده است، چالش مهمی را برای بسته های نرم افزاری تجاری ایجاد می کند، که اغلب برای حل موثر آنها بسیار پیچیده است. در نتیجه، این مطالعه از یک الگوریتم تولید ستون و محدودیت (C&CG) استفاده می کند که به طور مفصل در [۳۲] توضیح داده شده است تا به طور ماهرانه با مدل قوی پیشنهادی مقابله کند. الگوریتم C&CG به دلیل کارایی خود متمایز است، به ویژه هنگامی که با روش های جایگزین مانند الگوریتم تجزیه بندرز مقایسه می شود [۳۳]. این قابلیت افزایش یافته را در حل مسائل اصلی نشان می دهد که شامل مجموعه بزرگتری از متغیرها و محدودیت ها است





و معمولاً برای انجام این کار به تکرارهای کمتری نیاز دارد [۳۴]. مزیت قابل توجه الگوریتم C&CG انعطاف‌پذیری آن است. برخلاف الگوریتم BD^۹ که نیاز به خطی بودن زیرمسئله دارد [۳۳]، الگوریتم C&CG این محدودیت را ندارد [۳۲].

الف) مسئله اصلی

$$\min_{x_t, \varphi} \varphi \quad (31)$$

$$C_t x_t \leq c_t \quad (32)$$

$$\varphi \geq \sum_{t \in T} a_t^T x_t + \sum_{t \in T} b_t^T y_t^{\vartheta} \quad (33)$$

$$H_t y_t^{\vartheta} \leq h_t \quad (34)$$

$$G_t y_t^{\vartheta} \leq L_t d_t^{\vartheta} - i_t^{\vartheta} x_t - E_t x_t - K_t g_t^{\vartheta} \quad (35)$$

$$N_t y_t^{\vartheta} \leq w - M_t x_t \quad (36)$$

در این زمینه، φ به عنوان یک متغیر کمکی استفاده می‌شود، در حالی که ϑ نشان دهنده شاخص تکرار است. هدف اصلی مسئله اصلی تعیین تصمیم بهینه مرحله اول با در نظر گرفتن بدترین سناریوهای شناسایی شده در زیرمسئله است. در نتیجه، مسئله اصلی یک حد پایین را برای مدل بهینه سازی قوی دو مرحله ای که در معادلات (۲۸) - (۳۰) مشخص شده است، تعیین می‌کند.

ب) مسئله فرعی

ساختار فرعی برای شناسایی بدترین سناریو در مجموعه عدم قطعیت تعریف شده است. به طور خاص، برای تصمیمات قوی بهینه از مرحله اول، که به صورت x_t^* نشان داده شده است، فرمول بندی زیرمسئله به شرح زیر است:

$$\eta(x^*) = \max_{d \in U_D^p, i \in U_D^q, g \in U_{RE}} \min_{y_t \in L(x_1, \dots, x_T, i, d, g)} \sum_{t \in T} b_t^T y_t \quad (37)$$

$$H_t y_t \leq h_t \quad (\pi_t) \quad (38)$$

$$G_t y_t \leq L_t d_t - i_t x_t^* - E_t x_t^* - K_t g_t \quad (\gamma_t) \quad (39)$$

$$N_t y_t \leq w - M_t x_t^* \quad (\omega_t) \quad (40)$$

در این تنظیمات، η به عنوان یک متغیر کمکی استفاده می‌شود و π ، γ و ω به ترتیب به عنوان متغیرهای دوگانه مربوط به محدودیت‌های (۳۸) - (۴۰) استفاده می‌شوند. این مسئله بیشینه - کمینه یک حد بالایی را برای مدل بهینه‌سازی قوی دو مرحله‌ای تعیین می‌کند که در معادلات (۲۸) - (۳۰) توضیح داده شده است. بهینه سازی مستقیم این مسئله به دلیل پیچیدگی آن غیرعملی است. با این حال، خطی بودن زیرمسئله به کارگیری نظریه دوگانگی را امکان پذیر می‌کند، که امکان فرمول بندی مجدد آن را به صورت زیر فراهم می‌کند:

$$\max_{\pi, \gamma, \omega, i, d, g} \sum_{t \in T} \{h_t^T \pi_t + (L_t d_t - i_t x_t^* - E_t x_t^* - K_t g_t)^T \gamma_t + (w + M_t x_t^*)^T \omega_t\} \quad (41)$$

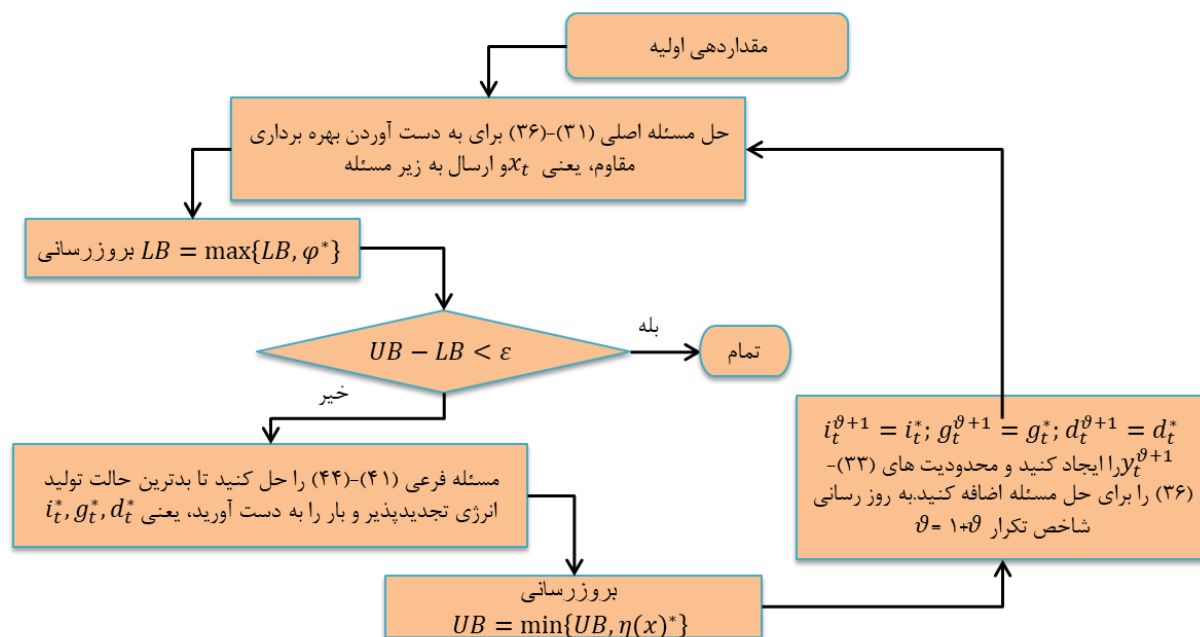
$$H_t^T \pi_t + G_t^T \gamma_t + N_t^T \omega_t = b_t \quad (42)$$

$$\pi_t \leq 0, \gamma_t \leq 0, \omega_t \leq 0 \quad (43)$$

$$d_t \in U_D^p, i_t \in U_D^q, g_t \in U_{RE} \quad (44)$$

پس از حل فرمول معادل زیرمشکل، بدترین سناریو در میان مجموعه‌های عدم قطعیت در هر تکرار شناسایی می‌شود. پس از آن، محدودیت‌های مربوطه (۳۳) - (۳۶) در مسئله اصلی گنجانده شده است. این فرآیند تکراری تا زمانی ادامه می‌یابد که شکاف بین مرزهای بالا و پایین به یک آستانه تعیین شده کاهش یابد. برای نمایش بصری الگوریتم راه حل پیشنهادی، لطفاً به شکل (۱) مراجعه کنید، که شامل فلوچارت دقیق است.





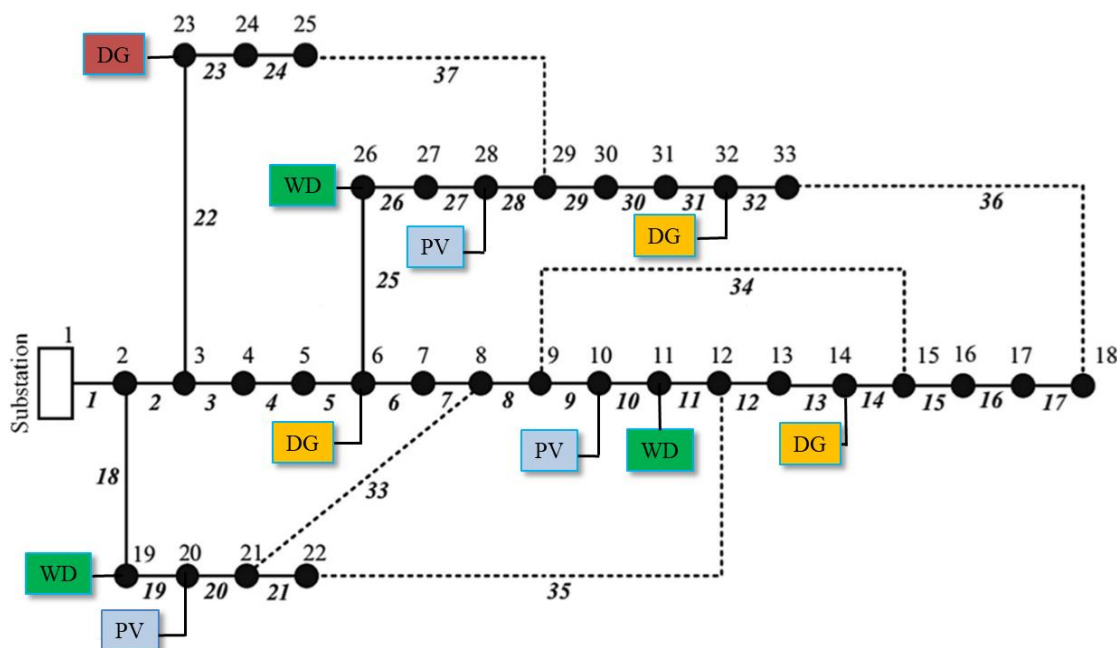
شکل (۱): فلوچارت الگوریتم حل دو مرحله‌ای پیشنهادی

۴- نتایج شبیه‌سازی

ارزیابی عملکرد مدل پیشنهادی با استفاده از یک شبکه توزیع ۳۳ شینه انجام شد. پیاده‌سازی در زبان برنامه‌نویسی جولیا با استفاده از حل‌کننده Gurobi انجام شد. تجزیه و تحلیل محاسباتی بر روی سیستم مجهز به پردازنده ۱.۸ گیگاهرتز و ۶ گیگابایت رم انجام شد. این بخش نتایج مربوط به شبکه ۳۳ باس را ارائه می‌دهد. همانطور که در شکل (۲) نشان داده شده است، خطوط ۳۳ تا ۳۷ که با خطوط نقطه چین نشان داده شده‌اند، به عنوان خطوط مانور مشخص می‌شوند. این شبکه شامل واحدهای تولید پراکنده مبتنی بر سوخت فسیلی واقع در شین‌های ۶، ۱۴ و ۳۲ است. به طور خاص، واحدهای DG گازسوز در باس ۶ و ۱۴ قرار دارند، در حالی که یک واحد دیزلی در باس ۳۲ قرار دارد. منابع فتوولتائیک خورشیدی (PV) روی باس‌های ۱۰، ۲۰ و ۲۸ و توربین‌های بادی (WD) در باس‌های ۱۱، ۱۹ و ۲۶ قرار دارند. پست توزیع در باس ۱، با سطح ولتاژ ۱ در هر واحد (p.u) واقع شده است.

نتایج شبیه‌سازی به تفصیل در جدول (۲) آمده است. این تجزیه و تحلیل سناریوهای مختلفی را برای ارزیابی تأثیر برنامه پاسخ به تقاضا بر مسئله بازآرایی شبکه در نظر می‌گیرد. موارد عبارتند از:

- مورد a: عملیات بدون برنامه پاسخ تقاضا.
- مورد b: یکپارچه‌سازی برنامه پاسخ تقاضا، با تغییرات بار تعیین شده در ۱۰٪.
- مورد c: استفاده از برنامه پاسخ تقاضا، با تغییرات بار ۱۵ درصدی.
- مورد d: اجرای برنامه پاسخ تقاضا، با تعدیل ۲۰ درصدی در سطوح بار.



شکل (۲): دیاگرام شبکه ۳۳ شین پیشنهادی

جدول (۲): نتایج حاصل از شبیه‌سازی سیستم اول در یک دوره ۲۴ ساعته

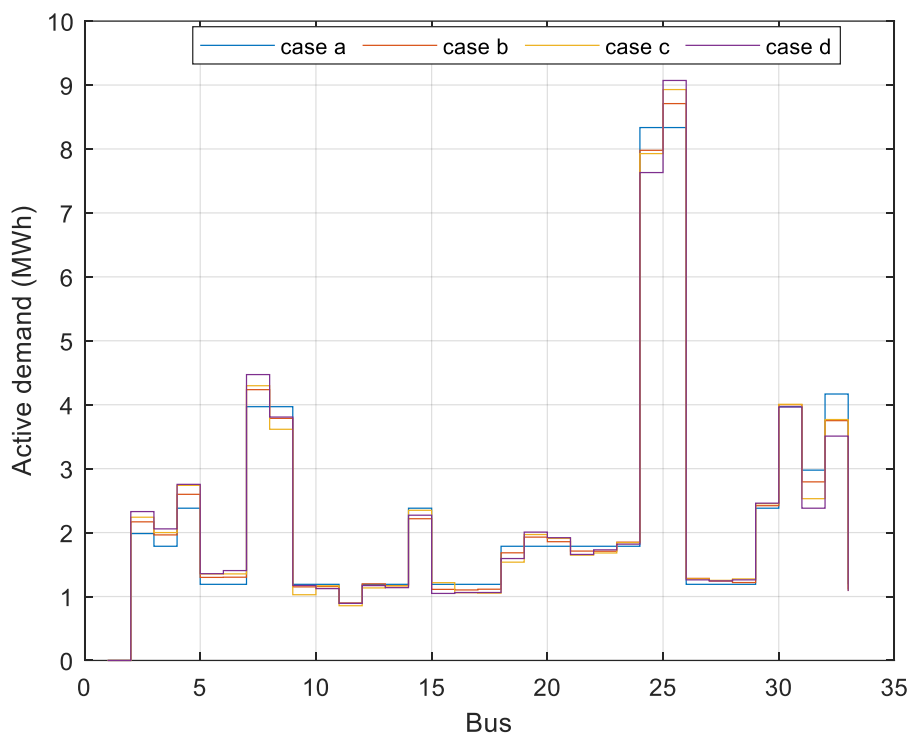
مورد a	مورد b	مورد c	مورد d	
۰.۷۱	۰.۶۷	۰.۶۲	۰.۵۵	تلفات توان (MW)
.	.	.	.	قطع بار (MW)
۰.۹۷۲	۰.۹۷۶	۰.۹۸۰	۰.۹۸۲	کمینه ولتاژ (p.u)
۱.۰۲۴	۱.۰۲۳	۱.۰۲۴۵	۱.۰۲۵	بیشینه ولتاژ (p.u)
۲۵، ۲۴، ۲۰، ۱۲، ۱۰	۳۲، ۲۴، ۲۰، ۱۳، ۱۰	۳۴، ۲۵، ۲۴، ۲۰، ۱۰	۲۵، ۲۴، ۲۰، ۱۳، ۱۰	خطوط باز شده
۱.۵۴	۱.۴۹	۱.۳	۱.۲۴	خرید انرژی (MWh)

جدول (۲) نشان می‌دهد که در مورد *a*، جایی که مدیریت سمت تقاضا اجرا نمی‌شود، مقادیر تابع هدف در مقایسه با سایر سناریوها بالاترین مقدار است. به طور خاص، در این حالت تلفات برق ۲۴ ساعته ۷۱۰ کیلووات است که حداقل ولتاژ باس ۰.۹۷۲ p.u و حداکثر آن به ۱.۰۲۴ p.u می‌رسد. خطوط ۲۵، ۲۴، ۲۰، ۱۲، ۱۰ و ۳۲ در این سناریو باز می‌مانند. قابل ذکر است که این مورد بدون قطع بار بوده و کل انرژی خریداری شده ۱.۵۴ مگاوات ساعت است. برای نشان دادن تأثیر مدیریت سمت تقاضا بر بازآرایی شبکه و تعامل آن با سایر عناصر شبکه مانند منابع تولید پراکنده فسیلی، سناریوی دوم شامل یک برنامه مدیریت سمت تقاضا با تغییر بار ۱۰ درصدی است. هدف این است که تا ۱۰٪ از بار را از یک باس به باس دیگر توزیع کنیم و عملکرد کلی را افزایش دهیم. در این سناریو، اجرای این استراتژی منجر به کاهش تلفات برق به ۶۷۰ کیلووات شد که نشان دهنده کاهش ۴۰ کیلوواتی تلفات شبکه به دلیل تغییر ۱۰ درصدی بار در هر باس است. سطوح ولتاژ به ۰.۹۷۶ p.u بهبود یافت و خطوط ۳۲ و ۲۴، ۲۰، ۱۳، ۱۰ باز ماندند. به طور قابل توجهی، این سناریو همچنین از قطع بار جلوگیری کرد و کل انرژی خریداری شده ۱.۴۹ مگاوات ساعت بود. در سناریوی سوم، استراتژی مدیریت سمت تقاضا شامل جابجایی بار حداکثر تا ۱۵ درصد در هر باس است. این افزایش جابجایی بار به طور قابل توجهی بر نتایج پیکربندی مجدد تأثیر می‌گذارد. در نتیجه تلفات برق شبکه در یک دوره ۲۴ ساعته به ۶۲۰ کیلووات کاهش یافت و حداقل ولتاژ شبکه به ۰.۹۸۰ p.u بهبود یافت. خطوط باز در این پیکربندی ۲۵، ۲۴، ۲۰، ۱۰ و ۳۴ بوده است. نکته حائز اهمیت، مشابه موارد قبلی، ریزش بار نبوده و مجموع خرید انرژی برای این سناریو ۱.۳ مگاوات ساعت بوده است. در حالت *d*، هر باس قادر است تا ۲۰ درصد بار خود را جابجا کند. این سناریو کارآمدترین نتیجه را از نظر به حداقل رساندن تلفات ظاهری توان در مقایسه با سایر موارد نشان می‌دهد.

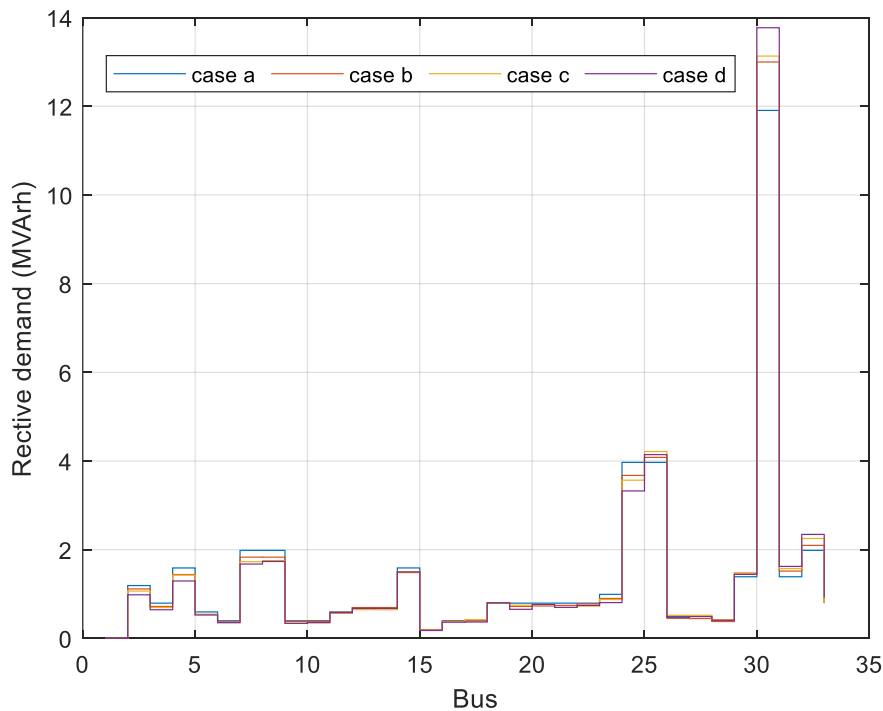




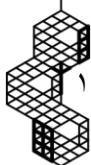
دهد. به طور خاص، تلفات برق در اینجا به ۵۵۰ کیلووات کاهش می یابد و بهبود قابل توجهی در سطوح ولتاژ وجود دارد که به ۰.۹۸۲ $p.u$ می رسد. علاوه بر این، این سناریو قادر است خطوط ۱۰، ۱۳، ۲۰، ۲۴ و ۲۵ را در حالت باز نگه دارد. مزیت کلیدی این راه اندازی، اجتناب کامل از کاهش بار همراه با تامین انرژی کل ۱.۲۴ مگاوات ساعت است. جدول (۲) تأثیر مثبت مدل و روش پیشنهادی را بر تقویت شبکه توزیع و بهینه سازی دقت عملکرد آن نشان می دهد. علاوه بر این، نتایج نشان می دهد که ادغام برنامه مدیریت سمت تقاضا با بازآرایی و منابع تولید فسیلی توزیع شده می تواند نتایج مطلوبی را به همراه داشته باشد.



شکل (۳): مقایسه بار حقیقی در موارد مختلف



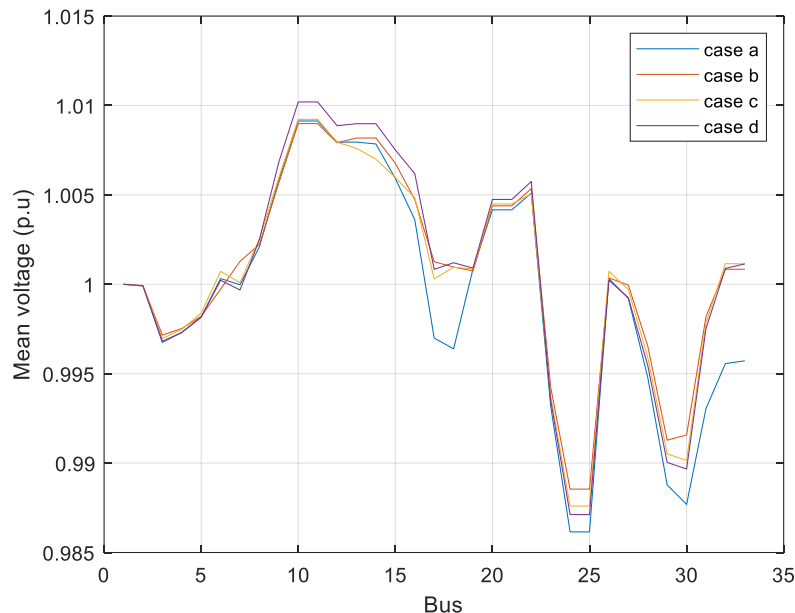
شکل (۴): مقایسه بار راکتیو در موارد مختلف





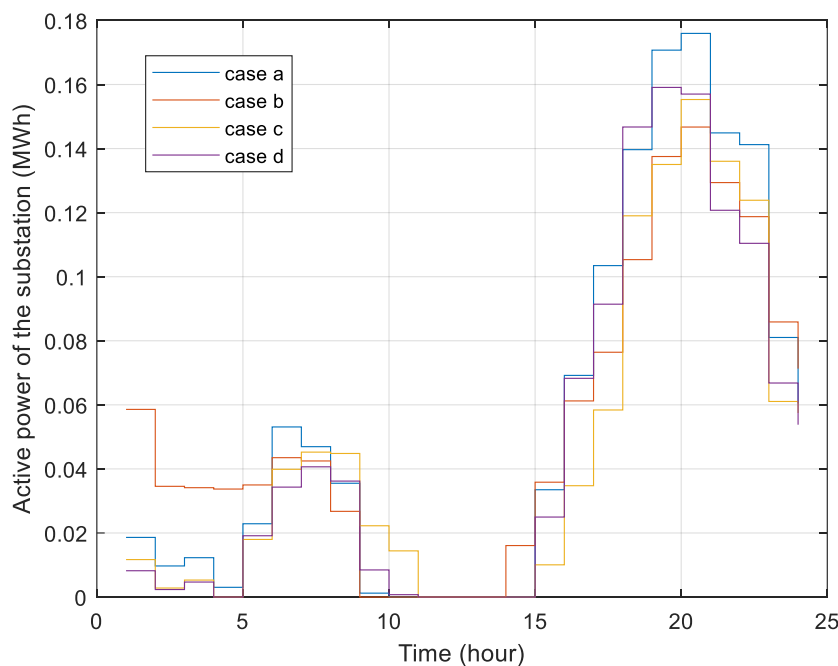
شکل‌های ۳ و ۴ به طور موثر تغییر بار اکتیو و راکتیو را در سناریوهای مختلف نشان می‌دهند. قابل ذکر است، این اشکال انتقال ثابت بار بین باس ها را در هر مورد نشان می‌دهد. به ویژه، «مورد d » که با رنگ بنفش مشخص شده است، مهم ترین تغییر بار را نشان می‌دهد. این تصاویر بر عملکرد کارآمد مدیریت سمت تقاضا در مدل پیشنهادی تأکید می‌کند.

در همین حال، شکل ۵ نمایی ۲۴ ساعته از سطوح ولتاژ باس ارائه می‌دهد. به صورت بصری مقدار ولتاژ ساعتی را در هر باس برای سناریوهای مختلف نشان می‌دهد. به عنوان مثال، در مورد ' d '، مقادیر ولتاژ نوسان در هر باس از طریق خطوط رنگی مختلف نشان داده می‌شود، که یک نمای کلی واضح و دقیق از رفتار ولتاژ در طول زمان ارائه می‌دهد.



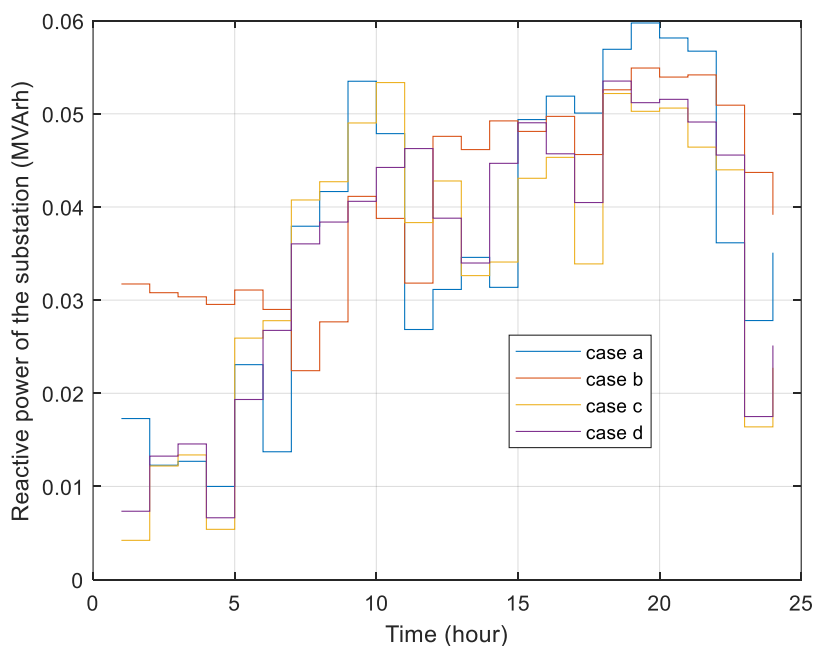
شکل (۵): مقایسه میانگین ولتاژ شبکه ۳۳ شینه در موارد مختلف و در ساعات مختلف

شکل‌های ۶ و ۷ به ترتیب مقادیر توان اکتیو و راکتیو خریداری شده در یک دوره ۲۴ ساعته را برای هر سناریو نشان می‌دهند. یک مشاهده قابل توجه این است که اوج خرید انرژی به طور مداوم حدود ساعت ۲۰:۰۰ رخ می‌دهد.



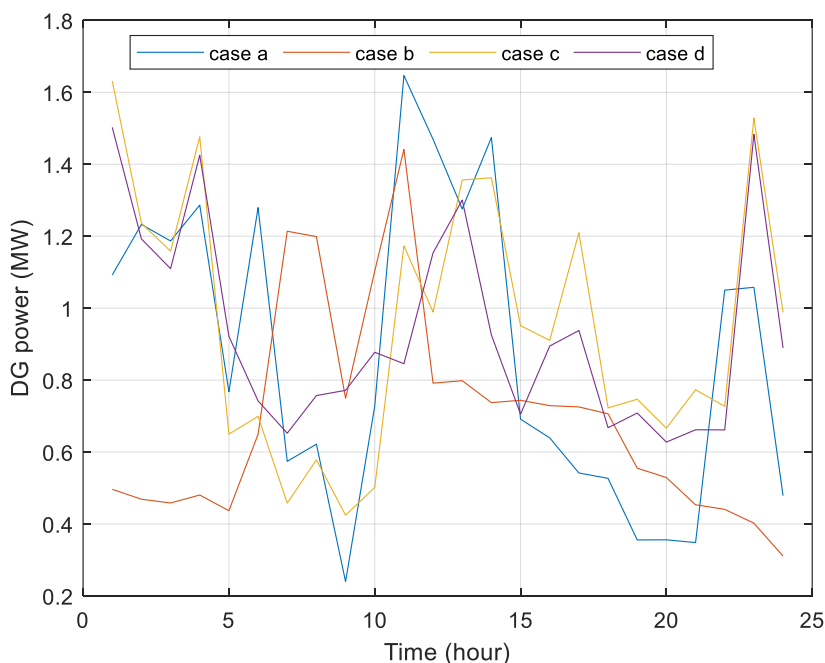
شکل (۶): مقایسه توان اکتیو خریداری شده در پست توزیع در سناریوهای مختلف





شکل (۷): مقایسه توان راکتیو خریداری شده در پست توزیع در سناریوهای مختلف

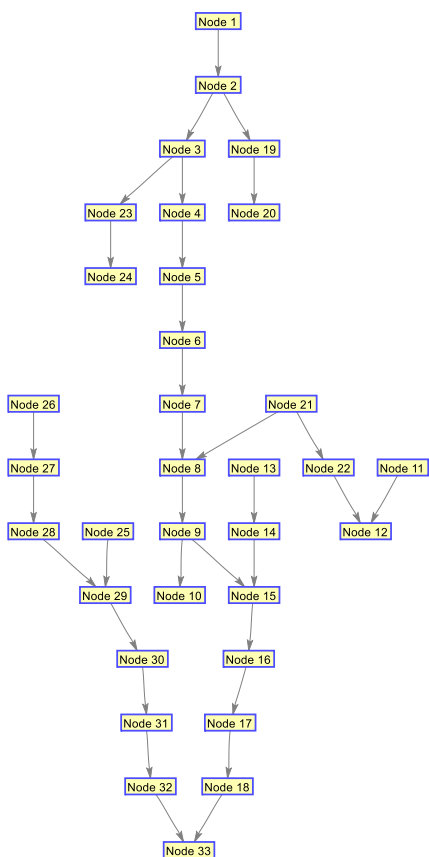
در همین حال، شکل ۸ بر خروجی منابع تولید پراکنده مبتنی بر سوخت فسیلی در داخل شبکه تمرکز دارد و تولید توان آنها را در همان بازه ۲۴ ساعته نشان می‌دهد. این شکل به وضوح تغییر در تولید برق ساعتی را برای هر مورد نشان می‌دهد و بر اهمیت و تأثیر متمایز هر سناریو تأکید می‌کند.



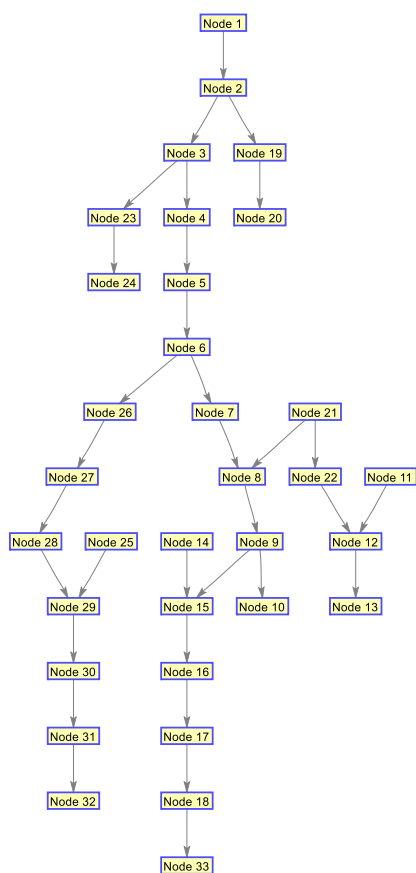
شکل (۸): مقایسه توان حقیقی تولید پراکنده فسیلی در سناریوهای مختلف

در نهایت، شکل های ۹، ۱۰، ۱۱ و ۱۲ توپولوژی شبکه توزیع را برای هر سناریو مربوطه نشان می‌دهد. این نمایش‌های بصری بر نقش حیاتی مدیریت سمت تقاضا در چارچوب بازآرایی سیستم توزیع تأکید می‌کنند. هر شکل یک توپولوژی شبکه متمایز را نشان می‌دهد، که بر منحصر به فرد بودن هر سناریو تأکید می‌کند. به طور مشابه، خروجی منابع تولید پراکنده مبتنی بر سوخت فسیلی، و خرید انرژی از پست در موارد مختلف، اهمیت هر مدل را در پرداختن به چالش بازآرایی بهینه بیشتر برجسته می‌کند.



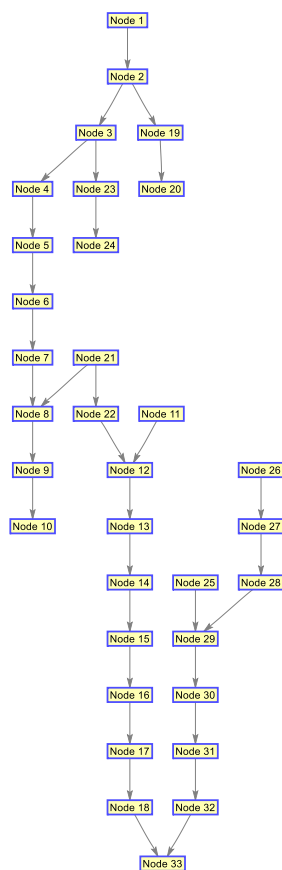


شکل (۹): توپولوژی شبکه توزیع در مورد a

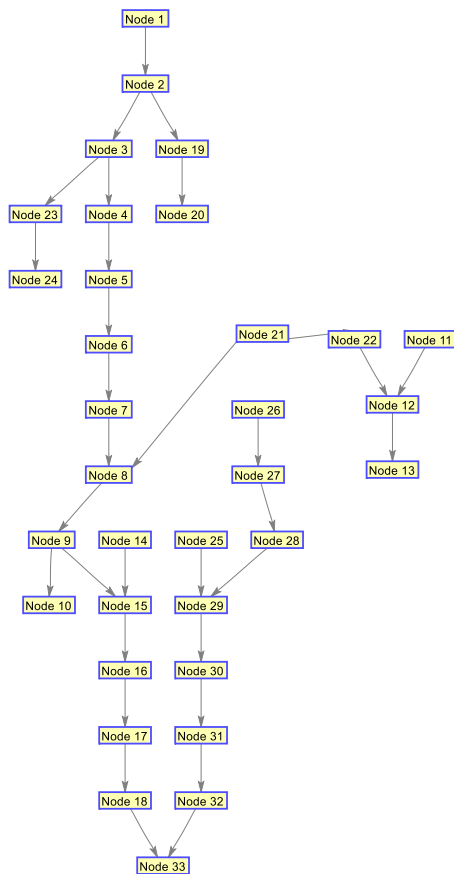


شکل (۱۰): توپولوژی شبکه توزیع در مورد b





شکل (۱۱): توپولوژی شبکه توزیع در مورد *C*



شکل (۱۲): توپولوژی شبکه توزیع در مورد *d*





جدول (۳) مقایسه‌ای بین نتایج بهینه‌سازی مقاوم و قطعی در مورد a ارائه می‌دهد. در این مثال، شبکه الکتریکی در تولید برق منابع تولید و بار با عدم قطعیت مواجه است. بهینه‌سازی قوی، با در نظر گرفتن این عدم قطعیت، تلاش می‌کند تا راه‌حلی بهینه بیابد که در برابر طیف وسیعی از شرایط ممکن انعطاف‌پذیر باشد. در مقابل، بهینه‌سازی قطعی فرض می‌کند که همه پارامترها با دقت کامل شناخته شده‌اند. با توجه به نتایج جدول می‌توان به نکات زیر اشاره کرد:

تلفات توان در حالت مقاوم (۰.۷۱ مگاوات) کمی بیشتر از حالت قطعی (۰.۶۲ مگاوات) است. این به این دلیل است که بهینه‌سازی قوی، برای اطمینان از تامین برق در تمام شرایط بالقوه، باید برخی از خطوط انتقال را باز نگه دارد. در هر دو سناریو، ریزش بار وجود ندارد. این نشان می‌دهد که شبکه الکتریکی ظرفیت کافی برای تامین تمام بار در شرایط عدم قطعیت را دارد. حداقل ولتاژ در حالت مقاوم (۰.۹۷۲) کمی کمتر از حالت قطعی (۰.۹۸۱) است. این به این دلیل است که بهینه‌سازی قوی، برای اطمینان از تامین برق در تمام شرایط بالقوه، باید برخی از خطوط انتقال را باز نگه دارد. در حالت قوی، پنج خط انتقال باز هستند (۱۰، ۱۲، ۲۰، ۲۴، ۲۵). در مقابل، در حالت قطعی، چهار خط انتقال باز هستند (۷، ۱۳، ۲۰، ۲۴). این نشان می‌دهد که بهینه‌سازی قوی، برای اطمینان از تامین برق در تمام شرایط بالقوه، باید خطوط بیشتری را باز نگه دارد. انرژی خریداری شده از شبکه اصلی در حالت مقاوم (۱.۵۴ مگاوات ساعت) کمی بیشتر از حالت قطعی (۱.۱۷ مگاوات ساعت) است. این به این دلیل است که بهینه‌سازی مقاوم، برای اطمینان از تامین برق در تمام شرایط بالقوه، باید مقدار بیشتری انرژی از شبکه اصلی خریداری کند.

جدول (۳): مقایسه نتایج بهینه‌سازی مقاوم و قطعی در مورد a

مقاوم	قطعی	
۰.۷۱	۰.۶۲	تلفات توان (MW)
.	.	قطع بار (MW)
۰.۹۷۲	۰.۹۸۱	کمینه ولتاژ (p.u)
۱.۰۲۴	۱.۰۱۷	بیشینه ولتاژ (p.u)
۲۵، ۲۴، ۲۰، ۱۲، ۱۰	۷، ۱۳، ۲۰، ۲۴، ۳۲	خطوط باز شده
۱.۵۴	۱.۱۷	خرید انرژی (MWh)

به طور کلی، نتایج نشان می‌دهد که بهینه‌سازی مقاوم می‌تواند منجر به نتایجی شود که در طیف گسترده‌ای از شرایط بالقوه انعطاف‌پذیر هستند. با این حال، این ممکن است با افزایش پارامترهای عملکرد، مانند تلفات برق، کاهش بار، یا ولتاژ همراه باشد. در مورد خاص a ، می‌توان گفت که بهینه‌سازی قوی منجر به افزایش تلفات توان و خرید انرژی از شبکه اصلی شده است. با این حال، این امر به دلیل اطمینان از تامین برق در تمام شرایط بالقوه، که یک هدف اساسی در مدیریت شبکه الکتریکی است، قابل توجیه است.

۵- نتیجه‌گیری

مطالعه حاضر نشان‌دهنده اهمیت بازارابی شبکه‌های توزیع هوشمند به منظور کاهش تلفات و حفظ پایداری ولتاژ در سیستم‌های قدرت مدرن است، به ویژه در مواجهه با پیچیدگی‌های ناشی از ادغام مدیریت تقاضا و منابع تولید پراکنده. مدل بازارابی پویا و مقاوم معرفی شده، که از بهینه‌سازی مخروط مرتبه دوم دو مرحله‌ای بهره می‌برد، پیشرفت قابل توجهی را در این حوزه نشان می‌دهد. این مدل با ترکیب منابع انرژی تجدیدپذیر و مدیریت سمت تقاضا، به همراه منابع تولید پراکنده مبتنی بر سوخت فسیلی، یک رویکرد جامع برای مدیریت انرژی ارائه می‌دهد. تمرکز اصلی مدل بر کاهش تلفات توان، به حداقل رساندن تأمین برق از شبکه انتقال، و کاهش هزینه‌های مربوط به محدودیت‌های منابع انرژی تجدیدپذیر است. بر اساس نتایج بدست‌آمده از شبیه‌سازی روی شبکه ۳۳ باس IEEE، مدل پیشنهادی موجب کاهش حدود ۱۸٪ در تلفات توان، ۱۲٪ در هزینه‌های خرید برق و ۱۰٪ در آسیب‌پذیری سیستم نسبت به قطع بار شده است. این بهبودها تأثیر قابل توجهی در پایداری شبکه و کاهش هزینه‌ها به همراه داشته است. الگوریتم تولید ستون و محدودیت (C&CG) به کار رفته در این مدل، کارایی آن را در حل مسائل بهینه‌سازی بهبود می‌بخشد. پیاده‌سازی مدل با استفاده از حل‌کننده Gurobi و زبان برنامه‌نویسی Julia، اثربخشی و کاربرد عملی آن را تأیید می‌کند. این تحقیق با ارائه یک راه‌حل جامع برای مدیریت سیستم‌های قدرت مدرن که به طور فزاینده‌ای پیچیده می‌شوند، به ارتقاء شیوه‌های مدیریت انرژی پایدارتر، کارآمدتر و مقرون‌به‌صرفه‌تر در آینده کمک می‌کند و اهمیت نوآوری‌های مداوم در فناوری‌های شبکه هوشمند را برجسته می‌سازد.





برای تحقیقات آینده، پیشنهادهای زیر مطرح می‌شود:

۱. توسعه مدل‌های چند سطحی جامع برای بررسی تأثیر شبکه توزیع گاز طبیعی بر منابع تولید پراکنده با سوخت فسیلی (DG).
۲. تحلیل پیامدهای ادغام سیستم‌های برق به گاز^{۱۱} (P2G) به منظور افزایش هم‌افزایی بین شبکه‌های برق و گاز، شامل بررسی پتانسیل تبدیل برق مازاد به گاز و فروش آن به شبکه گاز طبیعی.

مراجع

- [1] P. S. Prasad and M. Sushama, "Distribution network reconfiguration and capacitor allocation in distribution system using discrete improved grey wolf optimization," in *Innovations in Electrical and Electronic Engineering. ICEEE 2022*, S. Mekhilef, R. N. Shaw, and P. Siano, Eds., Lecture Notes in Electrical Engineering, vol. 894, Singapore: Springer, 2022, doi: 10.1007/978-981-19-1677-9_54.
- [2] M. Hemmati, B. Mohammadi-Ivatloo, M. Abapour, and A. Anvari-Moghaddam, "Optimal chance-constrained scheduling of reconfigurable microgrids considering islanding operation constraints," *IEEE Syst. J.*, vol. 14, no. 4, pp. 5340–5349, Dec. 2020, doi: 10.1109/JSYST.2020.2964637.
- [3] J. Shukla, B. K. Panigrahi, and P. K. Ray, "Stochastic reconfiguration of distribution system considering stability, correlated loads and renewable energy based DGs with varying penetration," *Sustain. Energy, Grids Netw.*, vol. 23, art. no. 100366, 2020, doi: 10.1016/j.segan.2020.100366.
- [4] Y. Gao, W. Wang, J. Shi, and N. Yu, "Batch-constrained reinforcement learning for dynamic distribution network reconfiguration," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 6, pp. 5357–5369, Nov. 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.3005270.
- [5] E. Kazemi-Robati and M. S. Sepasian, "Fast heuristic methods for harmonic minimization using distribution system reconfiguration," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 181, art. no. 106185, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106185.
- [6] S. Chen, Y. Yang, M. Qin, and Q. Xu, "Coordinated multiobjective optimization of the integrated energy distribution system considering network reconfiguration and the impact of price fluctuation in the gas market," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 138, art. no. 107776, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.107776.
- [7] D. Yousri, S. B. Thanikanti, K. Balasubramanian, A. Osama, and A. Fathy, "Multi-objective grey wolf optimizer for optimal design of switching matrix for shaded PV array dynamic reconfiguration," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 159931–159946, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3018722.
- [8] Y. Qu, C. C. Liu, J. Xu, Y. Sun, S. Liao, and D. Ke, "A global optimum flow pattern for feeder reconfiguration to minimize power losses of unbalanced distribution systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 131, art. no. 107071, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107071.
- [9] M. Mahdavi, H. H. Alhelou, and M. R. Hesamzadeh, "An efficient stochastic reconfiguration model for distribution systems with uncertain loads," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 10640–10652, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3144665.
- [10] H. Karimianfard and H. Haghghat, "An initial-point strategy for optimizing distribution system reconfiguration," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 176, art. no. 105943, 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2019.105943.
- [11] Q. Shi, F. Li, J. Dong, M. Olama, X. Wang, C. Winstead, and T. Kuruganti, "Co-optimization of repairs and dynamic network reconfiguration for improved distribution system resilience," *Appl. Energy*, vol. 318, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118245.
- [12] S.-M. Razavi, H.-R. Momeni, M.-R. Haghifam, and S. Bolouki, "Multi-objective optimization of distribution networks via daily reconfiguration," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 37, no. 2, pp. 775–785, Apr. 2022, doi: 10.1109/TPWRD.2021.3070796.
- [13] J. Xu, T. Zhang, Y. Du, W. Zhang, T. Yang, and J. Qiu, "Islanding and dynamic reconfiguration for resilience enhancement of active distribution systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 189, art. no. 106749, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106749.
- [14] J. Wang, W. Wang, H. Wang, and H. Zuo, "Dynamic reconfiguration of multiobjective distribution networks considering DG and EVs based on a novel LDBAS algorithm," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 216873–216893, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3041398.





- [15] Y. Song, Y. Zheng, T. Liu, S. Lei, and D. J. Hill, "A new formulation of distribution network reconfiguration for reducing the voltage volatility induced by distributed generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 496–507, Jan. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2926317.
- [16] H. Sekhavatmanesh and R. Cherkaoui, "A multi-step reconfiguration model for active distribution network restoration integrating DG start-up sequences," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2879–2888, Oct. 2020, doi: 10.1109/TSTE.2020.2980890.
- [17] A. Azizivahed *et al.*, "Energy management strategy in dynamic distribution network reconfiguration considering renewable energy resources and storage," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 662–673, Apr. 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2901429.
- [18] S. Yin, J. Wang, and H. Gangammanavar, "Stochastic market operation for coordinated transmission and distribution systems," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 12, no. 4, pp. 1996–2007, Oct. 2021, doi: 10.1109/TSTE.2021.3076037.
- [19] Q. Chen, W. Wang, H. Wang, J. Wu, X. Li, and J. Lan, "A social beetle swarm algorithm based on grey target decision-making for a multiobjective distribution network reconfiguration considering partition of time intervals," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 204987–205013, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3036898.
- [20] Z. Li, W. Wu, B. Zhang, and X. Tai, "Analytical reliability assessment method for complex distribution networks considering post-fault network reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 2, pp. 1457–1467, Mar. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2936543.
- [21] W. Huang, W. Zheng, and D. J. Hill, "Distribution network reconfiguration for short-term voltage stability enhancement: An efficient deep learning approach," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 12, no. 6, pp. 5385–5395, Nov. 2021, doi: 10.1109/TSG.2021.3097330.
- [22] H. Wu, P. Dong, and M. Liu, "Optimization of network-load interaction with multi-time period flexible random fuzzy uncertain demand response," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 161630–161640, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2940721.
- [23] E. Kazemi-Robati, M. S. Sepasian, H. Hafezi, and H. Arasteh, "PV-hosting-capacity enhancement and power-quality improvement through multiobjective reconfiguration of harmonic-polluted distribution systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 140, art. no. 107972, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.107972.
- [24] C. Wang, S. Lei, P. Ju, C. Chen, C. Peng, and Y. Hou, "MDP-based distribution network reconfiguration with renewable distributed generation: Approximate dynamic programming approach," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 3620–3631, Jul. 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2963696.
- [25] S. F. Santos, M. Gough, D. Z. Fitiwi, J. Pogeira, M. Shafie-khah, and J. P. S. Catalão, "Dynamic distribution system reconfiguration considering distributed renewable energy sources and energy storage systems," *IEEE Syst. J.*, 2021, doi: 10.1109/JSYST.2021.3135716.
- [26] P. Harsh and D. Das, "Optimal coordination strategy of demand response and electric vehicle aggregators for the energy management of reconfigured grid-connected microgrid," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 160, art. no. 112251, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112251.
- [27] H. Zhou, H. Zhai, M. Yang, and Y. Lin, "Three-phase unbalanced distribution network dynamic reconfiguration: A distributionally robust approach," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 13, no. 3, pp. 2063–2074, May 2022, doi: 10.1109/TSG.2021.3139763.
- [28] E. Kianmehr, S. Nikkhah, V. Vahidinasab, D. Giaouris, and P. C. Taylor, "A resilience-based architecture for joint distributed energy resources allocation and hourly network reconfiguration," *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 15, no. 10, pp. 5444–5455, Oct. 2019, doi: 10.1109/TII.2019.2901538.
- [29] H. Gao *et al.*, "Multi-objective dynamic reconfiguration for urban distribution network considering multi-level switching modes," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 10, no. 5, pp. 1241–1255, Sep. 2022, doi: 10.35833/MPCE.2020.000870.
- [30] H. Karimianfard, M. R. Salehizadeh, and P. Siano, "Economic profit enhancement of a demand response aggregator through investment of large-scale energy storage systems," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 8, no. 5, pp. 1468–1476, Sep. 2022, doi: 10.17775/CSEEJPES.2021.02650.
- [31] H. Karimianfard and H. Haghighat, "Generic resource allocation in distribution grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 1, pp. 810–813, Jan. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2867170.
- [32] B. Zeng and L. Zhao, "Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method," *Oper. Res. Lett.*, vol. 41, pp. 457–461, 2013, doi: 10.1016/j.orl.2013.03.011.





- [33] S. Dehghan, N. Amjady, and A. Kazemi, "Two-stage robust generation expansion planning: A mixed integer linear programming model," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, pp. 584–597, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2285359.
- [34] Y. Guo and C. Zhao, "Islanding-aware robust energy management for microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, pp. 1301–1309, 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2541365.
- [35] S. Shakerinia *et al.*, "Optimal operation of microgrids with worst-case renewable energy outage: A mixed-integer bi-level model," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 59804–59815, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3276045.
- [36] M. Hematian *et al.*, "Stochastic dynamic reconfiguration in smart distribution system considering demand-side management, energy storage system, renewable and fossil resources and electric vehicle," *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 18, no. 5, pp. 3429–3441, 2023, doi: 10.1007/s42835-023-01670-9.
- [37] M. Hematiyan, M. Vahedi, M. Samiei Moghaddam, N. Salehi, and A. Azarfar, "Feasibility study of presenting a dynamic stochastic model based on mixed integer second-order conic programming to solve optimal distribution network reconfiguration in the presence of resources and demand-side management," *IJE*, vol. 25, no. 3, pp. 1–21, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107331.

زیر نویس‌ها

-
- ¹ Powr system
 - ² Reconfiguration
 - ³ Smart grid
 - ⁴ column-and-constraint generation algorithm
 - ⁵ Switching
 - ⁶ Distributed generation
 - ⁷ Photovoltaic
 - ⁸ Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA-II)
 - ⁹ Benders decomposition
 - ¹⁰ Wind generation
 - ¹¹ Power-to-gas

