چارچوب هماهنگ بازآرایی و کنترل مستقیم بار به منظور رفع چالش‌های بهره‌برداری شبکه‌های توزیع توسعه‌نیافته

احسان حسینی، محمدصادق سپاسیان، حمیدرضا آراسته و وحید وحیدی‌نسب

چکیده: رویکرد اساسی این مقاله، بهبود شرایط بهره‌برداری از سیستم‌های توزیع توسعه‌نیافته با بهره‌گیری هم‌زمان از بازآرایی شبکه و برنامه‌های کنترل مستقیم بار خواهد بود. برای یافتن هم‌زمان وضعیت بهینه کلیدها و مقادیر تشویق بهینه در برنامه پاسخ‌گویی بار، از الگوریتم ژنتیک به عنوان یکی از روش‌های جستجوی تصادفی استفاده شده است. برای نشان‌دادن اثر بازگشت انرژی در برنامه پاسخ‌گویی بار از ماتریس حساسیت قیمتی تقاضا (ماتریس کشش بار) استفاده شده است. هزینه‌های بهره‌برداری از شبکه به عنوان تابع هدف در نظر گرفته شده‌اند. قیود ولتاژ، ظرفیت خطوط شبکه و برخی از قیدهای مربوط به برنامه‌های پاسخ‌گویی بار نیز در ارزیابی تابع هدف در نظر گرفته شده‌اند. در نهایت کارایی روش ارائه‌شده در کاهش هزینه‌های بهره‌برداری روی شبکه ۳۳شینه نشان داده شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهند که استفاده هم‌زمان از ابزارهای بازآرایی و پاسخ‌گویی بار، علاوه بر حل مشکل اضافه بار خطوط شبکه، هزینه‌های بهره‌برداری از شبکه را به طور چشم‌گیری کاهش داده و نیاز به بارزدایی را به حداقل می‌رساند.

کلیدواژه: **بازآرایی شبکه توزیع، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، شبکه توزیع، الگوریتم ژنتیک، هزینه بهره‌برداری.**

۱- مقدمه

توسعه شبکه به منظور تأمین بار با قابلیت اطمینان بالا با هزینه زیادی همراه است. گاهی اوقات ممکن است به دلیل عدم قطعیت در پیش‌بینی بار، کمبود منابع مالی و یا استفاده حداکثری از ظرفیت فعلی شبکه به منظور کسب سود بیشتر، توسعه شبکه به تعویق بیفتد. چنین شبکه‌هایی با مشکلاتی برای تأمین بار در مواقع پرباری مواجه هستند. مثلاً ممکن است در شرایط پرباری برخی از خطوط شبکه دچار اضافه بار شوند یا ولتاژ برخی از شین‌های شبکه از محدوده مجاز خارج شود. در چنین مواقعی ساده‌ترین روش آن است که برخی از بارهای شبکه قطع گردد اما در کنار مشکلات اقتصادی که چنین قطع بارهای پیش‌بینی نشده‌ای به کشور و صاحبان صنایع تحمیل خواهد کرد، شرکت برق نیز بسیار متضرر خواهد شد، چرا که هزینه بارزدایی بسیار بالا بوده و گاهی می‌تواند تا ۲۰ برابر قیمت انرژی از دست رفته باشد [۱]. بنابراین در چنین شرایطی هر روشی که بتواند مشکلات شبکه را با هزینه مناسب حل کند، بسیار مورد توجه خواهد بود. از جمله این روش‌ها بازآرایی شبکه توزیع [۲] و [۳] است. بازآرایی عبارت است از تغییر پیکربندی شبکه از طریق تغییر در وضعیت برخی از کلیدهای شبکه با هدف بهبود شرایط بهره‌برداری (از قبیل کاهش تلفات و افزایش قابلیت اطمینان) [۴]. برای این منظور معمولاً شبکه‌های توزیع به صورت غربالی طراحی می‌شوند اما به دلیل مسایل بهره‌برداری و حفاظتی به صورت شعاعی مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند. با استفاده از بازآرایی شبکه می‌توان بار برخی از خطوط را به خطوط دیگر منتقل کرد و به این ترتیب مشکل اضافه بار خطوط را حل کرد و یا کاهش داد [۵].

روش دیگری که برای حل مشکلات شبکه در شرایط سخت بهره‌برداری وجود دارد، استفاده از برنامه‌های پاسخ‌گویی بار است. پاسخ‌گویی بار (DR)[1] بنا بر تعریفی که در فوریه ۲۰۰۶ توسط وزارت انرژی آمریکا ارائه شده، "تغییر در مصرف انرژی الکتریکی توسط مصرف‌کنندگان از مقدار عادی الگوی مصرف خود، در پاسخ به تغییر قیمت برق در طی زمان و یا هزینه‌های تشویقی تعیین‌شده برای کاهش مصرف برق در ساعاتی که قیمت برق بالا و یا قابلیت اطمینان سیستم در خطر است، می‌باشد" [۶]. هرچند که تا کنون تحقیقات زیادی روی بازآرایی شبکه توزیع و برنامه‌های پاسخ‌گویی بار به صورت مستقل انجام شده است اما تعداد معدودی از آنها به تأثیر هم‌زمان آن دو در رفع مشکلات شبکه پرداخته است. می‌توان با کمک بازآرایی شبکه و اعمال برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، از حذف اجباری برخی از بارهای شبکه که هزینه زیادی را در بر دارد جلوگیری کرد و هزینه بهره‌برداری از شبکه را کاهش داد.

اگرچه مسئله بازآرایی شبکه در سال ۱۹۷۵ توسط مرلین و بک پیشنهاد گردید [۷] اما هنوز هم به عنوان یکی از روش‌های مهم برای حل برخی از مشکلات شبکه مورد قبول است.

بیشتر روش‌هایی که برای کاهش تلفات در شبکه توزیع استفاده می‌شوند، مستلزم نصب تجهیزات جدید در شبکه هستند. این تجهیزات اضافه، علاوه بر این که برای شرکت‌ها بار مالی دارند (که گاهی ممکن است هزینه‌ها از مزایای احتمالی بیشتر شود)، ممکن است خطاهای جدید را در شبکه باعث گردند که خدمت‌رسانی به مشتری را مختل کند. روش بازآرایی نیازی به نصب و راه‌اندازی وسایل جدید در شبکه ندارد و با همان وسایل و کلیدهای موجود به صورتی ساده و کم‌هزینه تلفات را کاهش می‌دهد. معمولاً در هر شبکه توزیع، تعدادی کلید در حالت عادی باز و تعدادی کلید در حالت عادی بسته وجود دارد. با بستن بعضی از کلیدهای در حالت عادی باز و بازکردن همان تعداد کلید در حالت عادی بسته، می‌توان مسیر پخش توان در شبکه توزیع را به گونه‌ای تغییر داد که

این مقاله در تاریخ ۹ اردیبهشت ماه ۱۳۹۴ دریافت و در تاریخ ۱۱ مهر ماه ۱۳۹۴ بازنگری شد.

احسان حسینی، دانشکده مهندسی برق، پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، (email: ehsanhosseiny@yahoo.com).

محمدصادق سپاسیان، دانشکده مهندسی برق، پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، (email: m_sepasian@sbu.ac.ir).

حمیدرضا آراسته، دانشکده مهندسی برق، پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، (email: h_arasteh@sbu.ac.ir).

وحید وحیدی‌نسب، دانشکده مهندسی برق، پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، (email: v_vahidinasab@sbu.ac.ir).

1. Demand Response

ساختار شعاعی شبکه توزیع حفظ گردد. از آنجا که نحوه پخش توان در شبکه توزیع به صورت لحظه‌ای تغییر می‌کند، نمی‌توان انتظار داشت که یک ساختار ثابت در تمامی زمان‌ها تلفات را کاهش دهد. طبیعت متغیر بارها در سیستم قدرت، به کارگیری روش‌های کاهش تلفات پویا را اجتناب‌ناپذیر می‌نماید و در نتیجه بازآرایی با نصب کلیدهای قابل کنترل از راه دور ارزش بیشتری می‌یابد. بازآرایی شبکه در واقع جابه‌جا کردن قسمتی از بار یک فیدر به فیدر یا فیدرهای مجاور آن است. با بازآرایی فیدر می‌توان بارها را از یک فیدر با بار زیاد به یک فیدر با بار کمتر جابه‌جا کرد. بازآرایی در فیدر باعث کاهش تلفات در کل شبکه توزیع و در واقع موجب بهره‌برداری مناسب از اجزای شبکه توزیع می‌شود. کاهش تلفات در شبکه توزیع مزایای فراوانی به همراه دارد. این مزایا، هزینه‌های ناشی از نصب تجهیزات و عملیات برای کاهش تلفات را توجیه می‌نماید. آزادشدن ظرفیت تولید، آزادشدن ظرفیت شبکه انتقال، آزادشدن ظرفیت پست‌ها و آزادشدن ظرفیت فیدرهای توزیع، برخی از این مزایا هستند. مزایای ذکرشده نه تنها درآمدها را افزایش می‌دهد، بلکه حتی می‌تواند سرمایه‌گذاری برای توسعه شبکه توزیع را حذف نموده یا آن را به تأخیر اندازد. بنابراین تأخیر در سرمایه‌گذاری برای توسعه شبکه توزیع، نشان‌دهنده تأثیر مستقیم بازآرایی شبکه توزیع در سیاست‌های برنامه‌ریزی توسعه سیستم خواهد بود. به هر حال با وجود تحقیقات زیادی که در رابطه با بازآرایی شبکه توزیع صورت پذیرفته، همچنان شکافی در بررسی مستقیم تأثیر مسئله بازآرایی در برنامه‌ریزی شبکه دیده می‌شود.

تا کنون مطالعات زیادی بر روی استفاده از عملیات بازآرایی انجام شده است. کاهش تلفات، افزایش قابلیت اطمینان، کاهش انرژی توزیع‌نشده و تعویق در نصب تجهیزات جدید، برخی از مزایای بازآرایی هستند که در مراجع مختلف مورد بحث قرار گرفته‌اند. در بیشتر این تحقیقات، بار نقاط مختلف در شبکه به صورت ثابت فرض شده و هدف، یافتن آرایشی از شبکه است که با انتخاب آن کمترین تلفات در شبکه اتفاق بیفتد.

به طور کلی روش‌های بازآرایی را می‌توان به چهار دسته کلی زیر تقسیم کرد [۸] تا [۱۷]:

- دسته اول روش‌هایی است که ابتدا یک کلید در حالت عادی باز مناسب در شبکه را پیدا نموده و آن را می‌بندد و سپس در حلقه‌ای که با بستن این کلید در حالت عادی باز ایجاد می‌گردد به جستجوی کلید در حالت عادی بسته مناسب برای بازکردن می‌پردازد. روش‌های سیوانلار [۸] و هاک [۹] جزء این دسته‌اند.
- دسته دوم روش‌هایی است که ابتدا همه کلیدهای در حالت عادی باز شبکه را بسته، سپس با بازکردن کلیدهای مناسب، شبکه را مجدداً به حالت شعاعی برمی‌گرداند به طوری که تلفات در شبکه شعاعی حاصل کمینه باشد. روش شیرمحمدی [۱۰]، هونگ‌چان‌چین [۱۱] و وی‌مین‌لین [۱۲] از این دسته‌اند.
- دسته سوم روش‌هایی است که ابتدا همه کلیدهای شبکه را باز نموده و سپس با بستن کلیدهای مناسب به طور پی‌درپی و برق‌دار نمودن تمامی بارها، به آرایشی از شبکه می‌رسند که کمترین تلفات را در بر داشته باشد. روش‌های گلاموکانین [۱۳] و مک‌درموت [۱۴] در این دسته قرار دارند.
- دسته چهارم روش‌هایی است که در بین تمامی آرایش‌های شبکه، با استفاده از قوانین و روش‌های خاصی به جستجوی آرایش با کمترین تلفات می‌پردازند. در واقع در این دسته، هر آرایشی از شبکه که مورد بررسی و مطالعه قرار می‌گیرد، یک آرایش معتبر شبکه است و مانند سه دسته قبل که به صورت تدریجی به آرایش شعاعی دست می‌یابند، نیست. روش‌هایی از قبیل الگوریتم ژنتیک، جستجوی ممنوعه، تبرید شبیه‌سازی شده و روش‌های ریاضی برنامه‌ریزی خطی و غیر خطی جزء این دسته هستند [۱۵] تا [۱۷].

چون بازآرایی شبکه یک مسئله بهینه‌سازی مقید ترکیبی پیچیده است، الگوریتم‌های زیادی در گذشته برای آن ارائه شده‌اند. در ابتدا مرلین و بک [۷] مسئله بازآرایی شبکه را ارائه کردند. آنها از تکنیک بهینه‌سازی Branch-and-Bound استفاده کردند. اشکال این روش زمان‌بر بودن آن است چرا که تعداد ساختارهای ممکن شبکه 2^n است (n تعداد خطوط شبکه است که دارای کلید می‌باشد). بر اساس روش مرلین و بک، یک الگوریتم ابتکاری به وسیله شیرمحمدی و هانگ [۱۸] پیشنهاد گردید. اشکال این الگوریتم آن است که کلیدزنی هم‌زمان در بازآرایی شبکه در نظر گرفته نشده است. سیوانلار [۸] و همکارانش یک الگوریتم تکاملی پیشنهاد کردند که در آن یک فرمول ساده برای تعیین تغییرات تلفات ناشی از تعویض شاخه، توسعه داده شده بود. اشکال این روش آن است که در هر زمان تنها یک جفت عملیات کلیدزنی در نظر گرفته می‌شود و بازآرایی شبکه به وضعیت کلید اولیه بستگی دارد. داس [۱۹] یک الگوریتم بر اساس قوانین ابتکاری و روش فازی چندهدفه برای بهینه‌کردن ساختار شبکه ارائه کرد. عیب روش داس آن است که معیاری جهت انتخاب توابع عضویت برای اهداف مسئله، ارائه نشده است. نارا [۲۰] و همکارانش با استفاده از الگوریتم ژنتیک، راه حلی را برای یافتن ساختاری با کمترین تلفات در سیستم توزیع ارائه کردند. ژو [۲۱] یک الگوریتم ژنتیک بهبودیافته (RGA)[1] برای کاهش تلفات در سیستم توزیع ارائه کرد. در RGA عملگرهای جهش و تقاطع سنتی به وسیله یک مکانیزم رقابتی بهبود یافته بود. رائو و همکارانش [۲۲] برای رسیدن به ترکیب‌های کلیدزنی بهینه به صورت هم‌زمان، با هدف حداقل‌کردن تلفات اکتیو در شبکه توزیع، الگوریتم جستجوی هارمونی را ارائه کردند. علاوه بر موارد ذکرشده، برخی دیگر از مقالات نیز روش‌های دیگری را برای بازآرایی شبکه‌های توزیع ارائه کرده‌اند که از آن جمله می‌توان به روش‌های گلاموکانین [۹]، مکدرموت [۲۳]، شبکه عصبی [۲۴] و قسمت‌بندی شبکه [۲۵] و [۲۶] اشاره نمود. در سال‌های اخیر ترکیب برخی مفاهیم همچون جایابی خازن و تولیدات پراکنده نیز در مسئله بازآرایی وارد شده است. چونگ- فو چانگ [۲۷] مسئله بازآرایی و جایابی خازن را با هدف کاهش تلفات با روش الگوریتم مورچگان حل کرده است. با این وجود تا کنون تعداد معدودی از مقالات به بررسی تأثیر بازآرایی توأم با اعمال DR بر رفع مشکلات شبکه پرداخته‌اند. مدل اقتصادی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در تحقیقات زیادی مورد توجه قرار گرفته‌اند [۲۸] تا [۳۴]. والرو[2] و همکارانش [۲۸] سیاست‌های مربوط به DR و مشتریان را در بازارهای برق بررسی کرده‌اند. در [۲۹] و [۳۰] مدل اقتصادی بارهای پاسخ‌گو به قیمت[3] بر اساس مقادیر ثابت الاستیسیته[4] بار ارائه شده است. برنامه‌های تسویه بازار[5] با در نظر گرفتن منافع اقتصادی آنها در [۳۱] مورد بحث قرار گرفته‌اند. در مطالعاتی که در [۳۲] تا [۳۴] انجام شده است، مدل اقتصادی بارهای پاسخ‌گو به قیمت بررسی شده‌اند. در [۳۵] ساختار خطی با ضرایب ثابت برای منحنی فروش عرضه‌کنندگان DR برای شرکت در برنامه‌های مبتنی بر بازار (MBPs) ارائه شده است.

1. Refined Genetic Algorithm
2. Valero
3. Price Responsive Loads
4. Elasticity
5. Market Clearing Programs

همان طور که ذکر شد بازآرایی شبکه توزیع دیگر مفهومی است که در این مقاله مدل‌سازی شده است. در [۳۶] کاهش تلفات شبکه توزیع به کمک بازآرایی شبکه در محیط بازار برق بررسی شده است. در [۳۷] کاهش تلفات شبکه توزیع به کمک بازآرایی در حضور منابع تولید پراکنده بحث شده است. در [۳۸] بهبود سطح ولتاژ و کاهش تلفات شبکه توزیع به کمک بازآرایی شبکه بررسی شده است. در این مرجع، مدل معرفی‌شده بر روی شبکه ۳۳ و ۶۹شینه استاندارد در صورت حضور و نیز عدم حضور منابع تولید پراکنده شبیه‌سازی شده است. در [۳] چارچوبی به منظور بیشینه‌سازی منافع حاصل از بازآرایی در کنار جایابی منابع تولید پراکنده ارائه شده است. در این مرجع، برنامه توسعه خطوط شبکه، بازآرایی و جایابی منابع تولید پراکنده به طور هم‌زمان انجام شده است. همچنین گوییلرمو و لو [۳۹] نقش پاسخ‌گویی بار و بازآرایی شبکه توزیع را در کنار حضور منابع تولیدات پراکنده در به تعویق انداختن برنامه توسعه شبکه بررسی کرده‌اند. در این مرجع، کاهش بار به کمک پاسخ‌گویی بار به عنوان راهکاری برای به تعویق انداختن توسعه شبکه در نظر گرفته شده است.

در این مقاله سعی شده که تأثیر ابزارهای یادشده در بهبود شرایط بهره‌برداری از شبکه توزیع توسعه‌نیافته بررسی شود، ضمن آن که مقدار تقاضا بعد از اعمال برنامه پاسخ‌گویی بار به صورت یک تابع ریاضی مدل شده که پارامترهای متعددی در آن دخیل هستند که موجب درک بیشتر مسئله و به دست آمدن پاسخ‌هایی با دقت بالاتر خواهد شد. بنابراین با توجه به موارد بررسی‌شده، نوآوری‌های اصلی مقاله به شرح زیر است:

- مدل‌سازی برنامه‌های کنترل مستقیم بار در بهره‌برداری از شبکه توزیع توسعه‌نیافته.
- استفاده از بازآرایی سیستم توزیع جهت مواجهه با چالش‌های پیش رو در بهره‌برداری از شبکه توزیع.
- ارائه چارچوب هماهنگ بازآرایی و برنامه کنترل مستقیم بار در بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع توسعه‌نیافته.

در بخش ۲ تابع هدف و قیود مسئله بهینه‌سازی تشریح شده و همچنین برنامه‌های پاسخ‌گویی بار تشویق‌محور نیز در این بخش فرمول‌بندی شده است. در بخش ۳ توضیحاتی پیرامون الگوریتم ژنتیک داده شده و در بخش ۴ نتایج شبیه‌سازی‌های انجام‌شده روی شبکه آزمون آورده شده است. در انتها در بخش ۵ نیز نتیجه‌گیری مقاله ارائه شده است.

۲- فرمول‌سازی مسئله

برای مدل‌سازی مسئله بازآرایی همراه با کنترل مستقیم بار فرض‌های زیر در نظر گرفته شده است:

- شبکه در حالت ماندگار و بدون خطا است.
- تمام کلیدهای شبکه را می‌توان از راه دور کنترل کرد.
- مقدار بار در هر دوره ثابت است.
- در هر یک از شین‌های شبکه بخشی از بار وجود دارد که آماده شرکت در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار هستند.

در ادامه، تابع هدف و قیود مسئله معرفی و فرمول‌بندی می‌شوند.

۲-۱ تابع هدف و قیود

تابع هدف مسئله به صورت کمینه‌سازی کل هزینه بهره‌برداری از شبکه تعریف می‌شود که شامل موارد زیر است:

- هزینه پاسخ‌گویی بار: کل هزینه لازم جهت اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در شبکه.
- هزینه بارزدایی: کل هزینه اعمال‌شده در شبکه به دلیل قطع بار در شبکه.
- هزینه تلفات: کل هزینه ناشی از وجود تلفات در شبکه.

بنابراین تابع هدف مسئله می‌تواند به صورت (۱) تا (۴) مدل‌سازی شود

$$F = \sum_{l=1}^{NLevel} \left(Cost_{DR}(l) + Cost_{LSh}(l) + Cost_{Loss}(l)\right) \quad (۱)$$

$$Cost_{DR}(l) = \sum_{i=1}^{Nbus} P_{DR}(i,l) \times A(i,l) \times T(l) \quad (۲)$$

$$Cost_{LSh}(l) = \sum_{i=1}^{Nbus} C_{LSh}(l) \times Per(i,l) \times P(i,l) \times T(l) \quad (۳)$$

$$Cost_{Loss}(l) = \sum_{k=1}^{Nbr} C_{Loss}(l) \times P_{Loss}(k,l) \times T(l) \quad (۴)$$

پارامترهای مورد استفاده در روابط فوق به شرح زیر هستند:

F هزینه بهره‌برداری در یک روز بر حسب \$/Day

$Cost_{DR}(l)$ هزینه کل اعمال DR در دوره l بر حسب \$

$Cost_{LSh}(l)$ هزینه کل بارزدایی در دوره l بر حسب \$

$Cost_{Loss}(l)$ هزینه کل تلفات در دوره l بر حسب \$

l شاخصی برای نمایش شماره دوره‌های زمانی

i شاخصی برای نمایش شماره شین‌های شبکه

k شاخصی برای نمایش شماره شاخه‌های شبکه

$P_{DR}(i,l)$ کاهش بار در دوره l در شین i در برنامه DR بر حسب MW

$A(i,l)$ مبلغ تشویقی در دوره l در شین i بر حسب \$/MWh

$T(l)$ مدت زمان دوره l بر حسب ساعت

$C_{LSh}(l)$ هزینه بارزدایی در دوره l بر حسب \$/MWh

$Per(i,l)$ درصد بارزدایی در دوره l در شین i

$P(i,l)$ بار اکتیو شین i در دوره l برحسب MW

$C_{Loss}(l)$ هزینه تلفات در دوره l بر حسب \$/MWh

$P_{Loss}(k,l)$ تلفات توان اکتیو در دوره l در شاخه k

$NLevel$ تعداد دوره‌ها

$Nbus$ تعداد شین‌های شبکه

Nbr تعداد شاخه‌های شبکه

قیود مسئله بهینه‌سازی نیز به شرح زیر است:

- قید ولتاژ شین

مقدار ولتاژ شین‌های شبکه باید در بازه قابل قبول بهره‌برداری شبکه قرار داشته باشد [۴۰]. رابطه (۵) قید حد مجاز ولتاژ شین‌های شبکه را نشان می‌دهد

$$V_{\min}^{i} \le V_i \le V_{\max}^{i} \quad (۵)$$

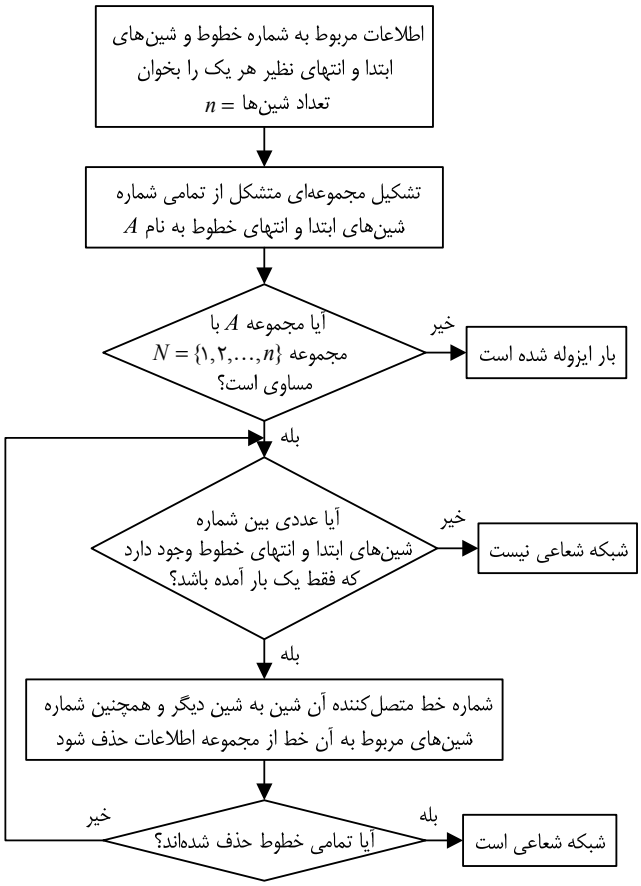
که $i = 1,2,3,\ldots,Nbus$ بوده و V_i، $V_{\min}^{i}$ و $V_{\max}^{i}$ به ترتیب اندازه ولتاژ شین iام، حداقل و حداکثر مقدار مجاز آن هستند.

- قید جریان شاخه

مقدار شارش جریان در هر شاخه نباید از حد مجاز بارگذاری فیدر مربوط تجاوز نماید. قید حداکثر جریان مجاز شبکه به صورت زیر فرمول‌بندی شده است [۴۰]

$$I_k \le I_k^{\max} \quad (۶)$$

که $k = 1,2,3,\ldots,Nbr$ بوده و $I_k^{\max}$ حداکثر جریان مجاز شاخه kام است.



شکل ۱: روندنمای تشخیص شعاعی‌بودن شبکه و ایزوله‌نشدن بار.

- قید شعاعی و همبندبودن شبکه

شبکه توزیع باید به صورت شعاعی بهره‌برداری شود و ضمناً باید همبند باشد و هیچ حالت جزیره‌ای رخ ندهد [۴۱]. شرط لازم برای شعاعی‌بودن شبکه آن است که تعداد شاخه‌های وصل شبکه از تعداد گره‌های آن یک واحد کمتر باشد اما برای آن که شرط کافی شعاعی‌بودن شبکه به دست آید، باید توجه داشت که در یک شبکه، گره‌ای که تعداد شاخه‌های متصل به آن ۱ است حذف شود (به همراه شاخه متصل به آن گره) و این عمل تکرار پذیرد به طوری که در نهایت تمامی گره‌ها و شاخه‌های شبکه حذف شوند. همچنین شرط ایزوله‌نشدن بار نیز آن است که مجموعه متشکل از شماره شین‌های ابتدا و انتهای خطوط، تمامی اعداد طبیعی از ۱ تا شماره آخرین شین را در بر بگیرد. بنابراین الگوریتم تشخیص شعاعی‌بودن شبکه و ایزوله‌نبودن بار با داشتن اطلاعاتی از شبکه، مطابق روندنمای شکل ۱ خواهد بود.

- قید حداکثر زمان قطع بار مشترک در برنامه DR

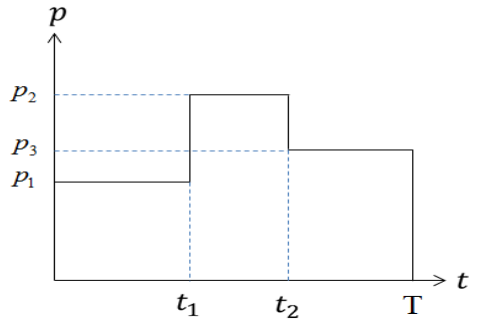
در برنامه DR، بار مشترک را تنها می‌توان برای مدت زمان محدودی قطع کرد [۴۲]

$$t_c(i) \le T_c^{\max} \qquad (۷)$$

$t_c(i)$ مدت زمان قطع بار مشترک شین i در برنامه پاسخ‌گویی بار و $T_c^{\max}$ حداکثر این زمان است، در غیر این صورت نارضایتی مشتری را در بر خواهد داشت.

- قید حداکثر تعداد دفعات قطع بار مشترک در برنامه DR

تعداد دفعات قطع باری که در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار شرکت کرده است در روز و همچنین در طول یک هفته نمی‌تواند از حد خاصی بیشتر شود، در غیر این صورت نارضایتی مشتری را در بر خواهد داشت [۴۲]



شکل ۲: منحنی بار روزانه سه‌سطحی.

$$f_d(i) \le f_d^{\max} \qquad (۸)$$

$$f_w(i) \le f_w^{\max} \qquad (۹)$$

$f_d(i)$ و $f_w(i)$ تعداد دفعاتی هستند که بار مشترکین شین i به ترتیب در یک روز و در یک هفته در برنامه پاسخ‌گویی بار قطع شده است و $f_d^{\max}$ و $f_w^{\max}$ نیز حداکثر تعداد دفعات مجاز قطع بار یک مشترک به ترتیب در یک روز و در یک هفته در برنامه پاسخ‌گویی بار هستند.

- قید حداکثر ظرفیت DR دردسترس در هر شین

در هر یک از شین‌های شبکه مقدار مشخصی بار وجود دارد که آماده شرکت در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار هستند [۴۲]

$$P_{DR}(i,l) \le P_{DR,\max}(i) \qquad (۱۰)$$

که $P_{DR,\max}(i)$ حداکثر ظرفیت DR در شین i در برنامه DR بر حسب MW بوده و فرض می‌شود که متناسب با بار نامی شبکه باشد و از (۱۱) به دست می‌آید

$$P_{DR,\max}(i) = C_{\max} \times P_{rated}(i) \qquad (۱۱)$$

$P_{rated}(i)$ توان اکتیو نامی شین iام و $C_{\max}$ ماکسیمم ظرفیت اعمال DR است که بر حسب درصدی از بار نامی است.

برای به دست آوردن هرینه بهره‌برداری در یک روز لازم است که یک منحنی بار روزانه در نظر گرفته شود. در این مقاله منحنی بار روزانه با یک منحنی سه‌سطحی که در شکل ۲ نشان داده شده تقریب زده می‌شود. پارامتر T برابر تعداد ساعات در کل شبانه‌روز یعنی ۲۴ است.

۲-۲ برنامه‌های پاسخ‌گویی بار

طبق تعریف وزارت انرژی آمریکا، پاسخ‌گویی بار عبارت از توانایی مشترکین صنعتی، تجاری و مسکونی برای بهبود الگوی مصرف انرژی الکتریکی به منظور نیل به قیمت‌های مناسب و بهبود قابلیت اطمینان شبکه است [۴۳]. پاسخ‌گویی بار می‌تواند شکل مصرف انرژی الکتریکی را تغییر دهد به نحوی که بارها مدیریت شوند، اوج بار سیستم کاهش یافته و مصارف به ساعات غیر اوج منتقل شوند.

در برنامه راهبردی آژانس بین‌المللی انرژی، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار به علت منافعی که در سطوح بهره‌برداری و اقتصادی دارند به عنوان اولین انتخاب در تمامی سیاست‌های انرژی معرفی شده‌اند [۴۴]. کاهش هزینه و میزان آلودگی، کاهش وابستگی به سوخت، افزایش قابلیت اطمینان سیستم و افزایش درآمد، برخی از منافع حاصل از اجرای برنامه‌های مدیریت سمت تقاضا هستند [۴۴] و [۴۵].

برنامه‌های پاسخ‌گویی بار برای ایجاد تغییرات در میزان مصرف مشتریان اجرا می‌شوند. افزایش چشم‌گیر میزان مصرف بار، اجرای این برنامه‌ها را برای مصرف‌کننده‌ها و بهره‌برداران سیستم جذاب‌تر می‌کند

[۴۶] تا [۴۸].

برنامه‌های پاسخ‌گویی بار را می‌توان در قالب سه دسته کلی گروه‌بندی کرد [۴۹]: برنامه‌های زمان‌محور (TBPs)[۱]، برنامه‌های تشویق‌محور (IBPs)[۲] و برنامه‌های مبتنی بر بازار (MBPs)[۳]. در برنامه‌های زمان‌محور، قیمت برق در دوره‌های مختلف تغییر می‌کند، بنابراین مصرف‌کننده‌ها باید میزان مصرف خود را مطابق با تعرفه‌های موجود تعدیل سازند. در برنامه‌های تشویق‌محور، مصرف‌کننده‌ها توسط بهره‌بردار مستقل سیستم و یا شرکت‌های دیگر، تشویق می‌شوند که میزان مصرف خود را کاهش دهند. در برنامه‌های مبتنی بر بازار، تمامی بازیگران بازار به دو گروه تقسیم می‌شوند: خریداران DR و فراهم‌کنندگان DR. خریداران پاسخ‌گویی بار برای بهبود قابلیت اطمینان سیستم و تجارت وابسته به برق خود به برنامه‌های پاسخ‌گویی بار احتیاج دارند. فراهم‌کنندگان پاسخ‌گویی بار نیز ظرفیت لازم برای شرکت در این برنامه‌ها را دارند و با مشارکت در این برنامه‌ها به منافعی از نظر اقتصادی می‌رسند.

هر گروه از برنامه‌های پاسخ‌گویی بار متشکل از چندین زیربرنامه می‌باشد. برنامه‌های زمان‌محور عبارتند از برنامه‌های تعرفه زمانی (TOU)[۴]، برنامه‌های قیمت زمان واقعی (RTP)[۵] و برنامه‌های قیمت زمان اوج بار بحرانی (CPP)[۶]. در این برنامه‌ها مصرف‌کنندگان مطابق با تعرفه‌های زمانی، الگوی مصرف خود را تغییر می‌دهند [۳۴].

برنامه‌های تشویق‌محور شامل کنترل مستقیم بار (DLC)[۷]، پاسخ‌گویی بار اضطراری (EDRPs)[۸]، قطع بار (I/C)[۹] و برنامه‌های بازار ظرفیتی (CAP)[۱۰] هستند. DLC و EDRP برنامه‌هایی داوطلبانه هستند و در صورتی که مصرف‌کننده‌ها بار خود را قطع نکنند، جریمه نمی‌شوند. I/C و CAP برنامه‌هایی هستند که چنان که مصرف‌کننده‌ها به هنگام نیاز بار خود را قطع نکنند، جریمه می‌شوند [۳۴].

برنامه‌های مبتنی بر بازار عبارت است از پیشنهاددهی سمت تقاضا (DSB)[۱۱] و برنامه‌های خدمات جانبی (A/S)[۱۲]. برنامه‌های DSB مصرف‌کننده‌های بزرگ را تشویق به کاهش مصرف می‌کند و برنامه‌های A/C به مصرف‌کنندگان امکان ارائه پیشنهاد قطع بار به عنوان ظرفیت ذخیره را می‌دهد [۳۴]. لازم به ذکر است برنامه‌های تشویق‌محور در این مقاله مورد بررسی قرار گرفته‌اند.

از بین برنامه‌های تشویق‌محور، برنامه‌های DLC و EDRP برای مشترکانی که در موعد مقرر اقدام به کاهش بار خود نکنند، جریمه‌ای در نظر نمی‌گیرند اما سایر برنامه‌ها دارای جریمه هستند. لازم به توضیح است که برنامه DLC تنها برنامه‌ای است که در آن شرکت برق مستقیماً و توسط یک سوئیچ از راه دور بار مشترک را قطع می‌کند و به این ترتیب عدم قطعیت مشارکت مصرف‌کنندگان در برنامه ذکرشده، قابل چشم‌پوشی است.

1. Time Based Programs
2. Incentive Based Programs
3. Market Based Programs
4. Time of Use
5. Real Time Pricing
6. Critical Peak Pricing
7. Direct Load Control
8. Emergency Demand Response Programs
9. Interruptible/Curtailable Service
10. Capacity Market Programs
11. Demand Side Bidding
12. Ancillary Service Market Programs

حساسیت بار نسبت به تغییرات قیمت، الاستیسیته یا حساسیت قیمتی تقاضا[۱۳] نامیده می‌شود [۵۰] و مطابق رابطه زیر تعریف می‌گردد

$$E(l,L)=\frac{\partial d(l)}{\partial \rho(L)}\frac{\rho_{\cdot}(L)}{d_{\cdot}(l)} \qquad (۱۲)$$

پارامترهای d و ρ به ترتیب مقدار تقاضا و قیمت برق، $d_{\cdot}$ و $\rho_{\cdot}$ مقدار اولیه آنها و L و l نیز اندیس‌هایی برای نشان‌دادن دوره‌های زمانی هستند. بنابراین هر عنصر از ماتریس E به کمک این اندیس‌ها مشخص می‌شود. هنگامی که قیمت انرژی الکتریکی در دوره‌های زمانی مختلف، متفاوت باشد یا شرکت برق به منظور تغییر الگوی مصرف در برخی از دوره‌های زمانی مقادیر تشویقی یا تنبیهی در نظر بگیرد، بار نسبت به آنها واکنش نشان خواهد داد. شکل گسترده ماتریس فوق در (۱۳) آمده است

$$\begin{bmatrix}\Delta d(1)/d_{\cdot}(1)\\ \Delta d(2)/d_{\cdot}(1)\\ .\\ .\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}E(1,1) & E(1,2) & \dots & .\\ E(2,1) & . & \dots & .\\ \dots & \dots & \dots & .\\ . & . & \dots & .\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta\rho(1)/\rho_{\cdot}(1)\\ \Delta\rho(2)/\rho_{\cdot}(1)\\ .\\ .\end{bmatrix} \qquad (۱۳)$$

در این ماتریس درایه‌های قطری مربوط به الاستیسیته خودی[۱۴] هستند به این معنی که تغییر بار در دوره l را نسبت به تغییر قیمت، تشویق یا تنبیه در همان دوره l نشان می‌دهند. درایه‌های قطری اعدادی منفی هستند و درایه‌های غیر قطری را هم الاستیسیته متقابل[۱۵] می‌نامند، به این معنی که تغییر بار در یک دوره را نسبت به تغییر قیمت، تشویق یا تنبیه در دوره دیگری نشان می‌دهند. درایه‌های غیر قطری اعدادی مثبت هستند.

۲-۳ مدل ریاضی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار تشویق‌محور

برنامه‌های پاسخ‌گویی بار را در حالت کلی (چه تشویق‌محور و چه زمان‌محور) می‌توان به شکل زیر مدل کرد [۵۱] و [۵۲]

$$d(l)=d_{\cdot}(l)+\sum_{L=1}^{NLevel}(E(l,L)\frac{d_{\cdot}(l)}{\rho_{\cdot}(L)}[\rho(L)-\rho_{\cdot}(L)+A(L)+pen(L)]) \qquad (۱۴)$$

که پارامترهای رابطه فوق به شرح زیر است:

$d(l)$ بار دوره lام بعد از اعمال DR بر حسب MW

$d_{\cdot}(l)$ بار دوره lام قبل از اعمال DR بر حسب MW

$\rho(L)$ قیمت برق دوره L بعد از اعمال DR بر حسب $/MWh

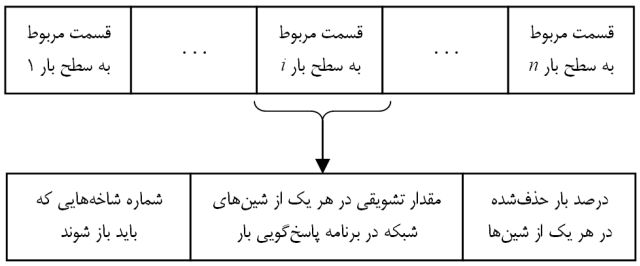
$\rho_{\cdot}(L)$ قیمت برق دوره L قبل از اعمال DR بر حسب $/MWh

$pen(l)$ مبلغ جریمه در دوره L بر حسب $/MWh

$A(l)$ مقدار تشویقی در دوره L بر حسب $/MWh

در این مقاله فرض می‌شود که مشتریان شرکت برق با قیمت لحظه‌ای برق در بازار انرژی روبه‌رو نیستند بلکه نحوه پرداخت هزینه انرژی توسط مشتری به این شکل است که یک شبانه‌روز به چند دوره تقسیم می‌شود به طوری که در هر دوره قیمت برق ثابت بوده و مستقل از تغییر بار است یعنی $\rho(L)=\rho_{\cdot}(L)$ خواهد بود. از طرفی برای پرهیز از ذات احتمالاتی

13. Price Elasticity of Demand
14. Self Elasticity
15. Cross Elasticity



شکل ۳: ساختار کروموزوم در مسئله بهینه‌سازی ارائه‌شده.

و عدم قطعیت مشارکت مصرف‌کنندگان در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، برنامه‌های DLC مورد توجه این مقاله قرار دارند. با توجه به موارد فوق و یادآوری این نکته که برنامه‌های DLC فاقد جریمه هستند، (۱۴) به شکل زیر ساده می‌شود

$$d(l) = d_0(l) + \sum_{L=1}^{NLevel} \left(E(l,L)\frac{d_0(l)}{\rho_0(L)}A(L)\right) \qquad (۱۵)$$

برای درک بیشتر، (۱۵) به شکل زیر نوشته می‌شود

$$d(l) = d_0(l) + E(l,l)\frac{d_0(l)}{\rho_0(l)}A(l) + \sum_{\substack{L=1 \\ L\neq l}}^{NLevel} \left(E(l,L)\frac{d_0(l)}{\rho_0(L)}A(L)\right) \qquad (۱۶)$$

همان طور که مشاهده می‌شود (۱۶) از سه بخش تشکیل شده است. بخش اول ($d_0(l)$) بار پایه شبکه در دوره lام است. در بخش دوم ضریب $E(l,l)$ منفی است بنابراین هرچه میزان تشویق در دوره lام بزرگ‌تر باشد، بار دوره lام کوچک‌تر خواهد شد. در واقع این بخش ظرفیت DR اجراشده را در دوره lام نشان می‌دهد. اما بخش سوم این فرمول شامل ضریب $E(l,L)$ بوده که مثبت است، بنابراین هرچه میزان تشویق در دوره Lام بیشتر باشد، بار دوره lام بزرگ‌تر خواهد شد. این جمله تأثیر کاهش بار را در یک دوره بر دوره‌های دیگر نشان می‌دهد. به عبارت دیگر وجود مبلغ تشویقی در یک دوره باعث کاهش بار در آن دوره و افزایش بار در دوره‌های دیگر خواهد شد.

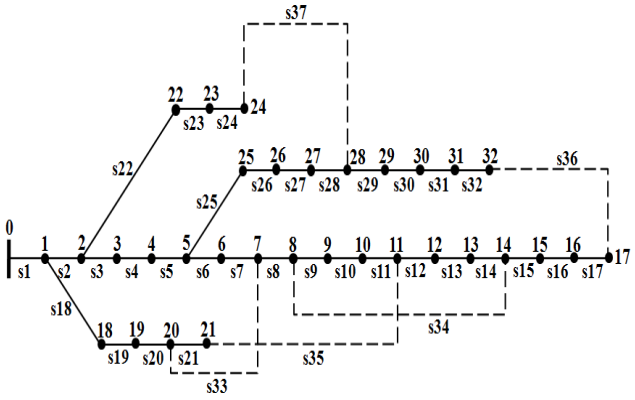
در یک شبکه توزیع تعدادی گره وجود دارد و هر گره شامل مقداری بار است. رابطه (۱۶) را به جهت این که نشان‌دهنده گره‌های شبکه باشد می‌توان به شکل زیر اصلاح کرد

$$d(l,i) = d_0(l,i) + E(l,l)\frac{d_0(l,i)}{\rho_0(l)}A(l,i) + \sum_{\substack{L=1 \\ L\neq l}}^{NLevel} \left(E(l,L)\frac{d_0(l,i)}{\rho_0(L)}A(L,i)\right) \qquad (۱۷)$$

که $i = ۱,۲,۳,\ldots,Nbus$ است. لازم به ذکر است مقدار تغییر در توان راکتیو بارها در اثر پاسخ‌گویی بار و بارزدایی اضطراری به صورت متناظر با تغییر در مقدار توان اکتیو فرض شده است.

۳- الگوریتم ژنتیک

اغلب روش‌های بهینه‌سازی مانند برنامه‌ریزی خطی و غیر خطی، الگوریتم‌های تک‌مسیره هستند. این الگوریتم‌ها عمل جستجو را از یک نقطه شروع و در هر مرحله اقدام به بهبود جواب‌ها می‌کنند و تنها از یک مسیر به نقطه بهینه نزدیک می‌شوند. این روش‌ها چنانچه در یک بهینه محلی گرفتار شوند به سختی امکان تشخیص و عبور از آن را دارند.



شکل ۴: شبکه توزیع ۳۳شینه Baran and Wu [۵۳].

از آنجا که مسئله مورد بحث در این مقاله دارای نقاط بهینه محلی فراوانی است، لذا امکان این که این روش‌ها در یکی از آنها گرفتار شوند بسیار زیاد است. ولی روش الگوریتم ژنتیک به جای یک نقطه، عمل جستجو را از چند نقطه شروع کرده (جمعیت اولیه) و از چندین مسیر مختلف به سمت پاسخ بهینه حرکت می‌کند. از این رو این روش به عنوان روش حل مناسب در مسایل پیچیده اختیار می‌گردد. در این مقاله نیز برای یافتن پاسخ بهینه از این روش استفاده شده است.

در مسئله بهینه‌سازی ارائه‌شده، متغیرهای تصمیم‌گیری عبارتند از ۱) شماره خطوطی که باید باز شوند تا شبکه توزیع شعاعی شود، در حالی که هیچ شینی ایزوله نشده باشد، ۲) مقدار تشویقی در هر یک از شین‌های شبکه به منظور شرکت مصرف‌کنندگان در برنامه پاسخ‌گویی بار و ۳) درصد بار قطع‌شده در هر یک از شین‌ها. متغیرهای تصمیم‌گیری بیان‌شده باید برای هر سطح بار به دست آیند. شکل ۳ ساختار یک کروموزوم را در مسئله بهینه‌سازی ارائه‌شده نشان می‌دهد.

٤- نتایج شبیه‌سازی

برای نشان‌دادن کارایی روش ارائه‌شده از شبکه توزیع ۳۳شینه Baran and Wu [۵۳] استفاده شده است. شکل ۴ آرایش اولیه شبکه ۳۳شینه را نمایش می‌دهد که خطوط خط‌چین نماینده کلیدهای نرمال باز و خطوط پررنگ نشان‌دهنده سوئیچ‌های بسته در شبکه هستند. سطح ولتاژ شبکه ۱۲٫۶۶ KV، توان اکتیو سیستم ۳۷۱۵ کیلووات و توان راکتیو سیستم ۲۳۰۰ کیلووار است. داده‌های شبکه در [۵۳] داده شده است. تلفات شبکه بدون در نظر داشتن بازآرایی و با باز بودن کلیدهای ۳۳-۳۴-۳۵-۳۶-۳۷، برابر با ۲۰۰٫۵ کیلووات است.

فرض می‌شود که شبکه مذکور به دلایلی از جمله عدم قطعیت در پیش‌بینی بار، کمبود منابع مالی و یا استفاده حداکثری از ظرفیت فعلی شبکه به منظور کسب سود بیشتر، به درستی توسعه نیافته است. به این ترتیب به هنگام بهره‌برداری از شبکه، برخی از خطوط دچار اضافه بار می‌شوند. برای مدل‌کردن چنین حالتی، حداکثر جریان مجاز شاخه‌ها برای خطوط ۱ و ۲ به ترتیب ۳۶۲ و ۲۵۰ آمپر، برای خطوط ۳ تا ۵، ۱۷۹ آمپر و برای سایر خطوط ۱۱۸ آمپر فرض شده است. اگر اطلاعات بار شبکه باران را که در [۵۳] داده شده است، بار نامی شبکه بنامیم آن گاه با در نظر گرفتن مقادیر حداکثر جریان مجاز فوق، چنانچه بار شبکه از ۰٫۸ برابر بار نامی تجاوز کند، شبکه بدون بازآرایی و اعمال DR با اضافه بار برخی از خطوط روبه‌رو خواهد شد.

جدول ۱ قیمت واقعی برق، هزینه تلفات و هزینه بارزدایی را در هر یک از سه دوره که در شبیه‌سازی‌ها مورد استفاده قرار گرفته است، نشان

جدول ۱: مقادیر ρ، C_{Loss} و C_{Lsh} مورد استفاده در شبیه‌سازی‌ها.

	دوره ۱	دوره ۲	دوره ۳
ρ (\$/MWh)	۲۰	۸۰	۴۰
C_{Loss} (\$/MWh)	۲۰	۸۰	۴۰
C_{Lsh} (\$/MWh)	۲۰۰	۸۰۰	۴۰۰

جدول ۳: پارامترهای الگوریتم ژنتیک.

پارامتر	اندازه
اندازه جمعیت	۲۰۰۰
تعداد تکرارها	۲۰۰
احتمال جهش	۰/۱۵
احتمال تقاطع	۰/۸۵

می‌دهد. مشاهده می‌شود که هزینه تلفات و هزینه بارزدایی به ترتیب ۱ و ۱۰ برابر قیمت واقعی برق در نظر گرفته شده است. حداکثر زمان مجاز قطع بار در برنامه DR ($T_{cut,\max}$)، ۶ ساعت و حداکثر ظرفیت اعمال DR در هر شین ($C_{\max}$)، ۳۰٪ بار نامی آن شین در نظر گرفته می‌شود. حداکثر انحراف مجاز ولتاژ شین‌ها از یک پریونیت، ۱۰٪ در نظر گرفته می‌شود. همچنین فرض می‌کنیم که چنانچه در دوره i در شین j بارزدایی صورت گیرد، ۲۰٪ بار قطع‌شده به دوره $i+1$ و ۱۰٪ آن به دوره $i+2$ منتقل می‌شود. به علاوه فرض می‌شود که بار را تنها یک بار در روز ($f_d^{\max}=1$) و سه بار در هفته ($f_w^{\max}=3$) می‌توان قطع کرد. همچنین مقدارهای مربوط به الاستیسیته خودی و متقابل در (۱۳) به ترتیب برابر با ۰/۱۳- و ۰/۰۳ فرض شده که در جدول ۲ قابل مشاهده است. مقادیر پارامترهای الگوریتم ژنتیک که در شبیه‌سازی‌ها در این مقاله استفاده شد، در جدول ۳ داده شده است.

شبیه‌سازی‌ها برای دو افق زمانی یک روزه و یک هفته انجام می‌شود. در افق زمانی یک روزه، سطوح بار P_1، P_2 و P_3 در شکل ۲ به ترتیب ۰/۶۵، ۱/۱ و ۰/۹۵ برابر بار نامی (بار شبکه باران که در [۵۳] داده شده است) در نظر گرفته می‌شود اما در افق زمانی یک هفته با توجه به این که هر روز شامل ۳ دوره است، ۲۱ دوره وجود خواهد داشت. سطوح بار مربوط به این دوره‌ها در جدول ۴ آورده شده و مشاهده می‌شود که روزهای هفته به دو بخش ایام تعطیل و ایام غیر تعطیل تقسیم می‌شود. در ایام تعطیل سطح بار شبکه پایین است. t_1 و t_2 نیز در شکل ۲ به ترتیب ساعت‌های ۱۰ و ۱۳ از شبانه‌روز در نظر گرفته شده‌اند.

برای نشان‌دادن کارایی روش ارائه‌شده در بهبود شرایط بهره‌برداری شبکه برق، برای هر یک از افق‌های زمانی چهار سناریو بررسی شده است:

- سناریوی اول: در این سناریو ابزارهای بازآرایی و DR غیر فعال هستند. در این حالت فرض شده که شبکه در شرایط اولیه خود قرار دارد یعنی خطوط ۳۳ تا ۳۷ باز هستند.
- سناریوی دوم: در این سناریو تنها از ابزار بازآرایی استفاده شده و ابزار DR غیر فعال است.
- سناریوی سوم: در این سناریو تنها از ابزار DR استفاده شده و ابزار بازآرایی غیر فعال است. در این حالت فرض شده که شبکه در شرایط اولیه خود قرار دارد، یعنی خطوط ۳۳ تا ۳۷ باز هستند.
- سناریوی چهارم: در این سناریو هر دو ابزار بازآرایی و DR در دسترس هستند.

در ادامه به ترتیب نتایج شبیه‌سازی‌های صورت‌گرفته برای افق زمانی یک روزه و یک هفته آورده شده است.

جدول ۲: ماتریس الاستیسیته مورد استفاده در شبیه‌سازی‌ها.

ماتریس الاستیسیته	دوره ۱	دوره ۲	دوره ۳
دوره ۱	۰/۱۳-	۰/۰۳	۰/۰۳
دوره ۲	۰/۰۳	۰/۱۳-	۰/۰۳
دوره ۳	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۱۳-

جدول ۴: سطح بار شبکه برای هر یک از دوره‌ها در یک هفته.

		ضریب بار شبکه نسبت به بار نامی		
		دوره ۱	دوره ۲	دوره ۳
ایام تعطیل	اول	۰/۶۵	۰/۹۵	۰/۸۵
	دوم	۰/۶۵	۰/۹۵	۰/۸
ایام غیر تعطیل	سوم	۰/۶	۱/۰۰	۰/۹۵
	چهارم	۰/۶	۱/۰۵	۰/۹۵
	پنجم	۰/۶	۱/۰۵	۱
	ششم	۰/۶۵	۱/۰۵	۰/۹
	هفتم	۰/۶۵	۱/۰۰	۰/۹۵

۴-۱ افق زمانی یک روزه

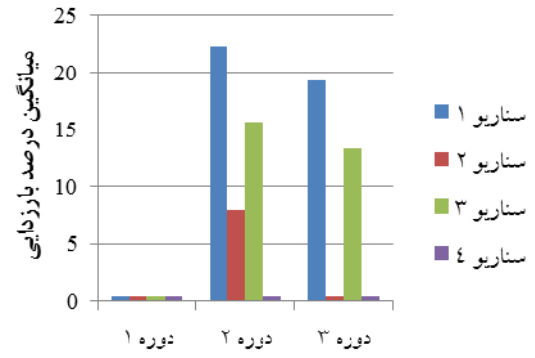
جدول ۵ برخی از خروجی‌های مربوط به شبیه‌سازی چهار سناریوی ذکرشده را با افق زمانی یک روزه نشان می‌دهد. مشاهده می‌کنید که در غیاب ابزارهای بازآرایی و DR، ظرفیت بارزدایی انجام‌شده در روز ۱۱۱۲۶ KWh است اما با استفاده از بازآرایی در سناریوی دوم و یا استفاده از DR در سناریوی سوم، این مقدار به ترتیب به ۸۶۸/۲ و ۷۸۲۱/۹ کاهش می‌یابد که به ترتیب ۹۲٪ و ۲۹/۷٪ کاهش را نشان می‌دهد. اما استفاده از هر دو ابزار در سناریوی چهارم، موجب شده که بارزدایی به صفر برسد.

اعمال بارزدایی در سناریوی اول در دوره‌های ۲ و ۳ ناشی از وجود اضافه بار در برخی از خطوط شبکه در این دوره‌ها است. وجود بارزدایی در سناریوهای دوم و سوم نشان می‌دهد که ابزارهای بازآرایی و DR به تنهایی قادر به حل مشکل یادشده نیستند.

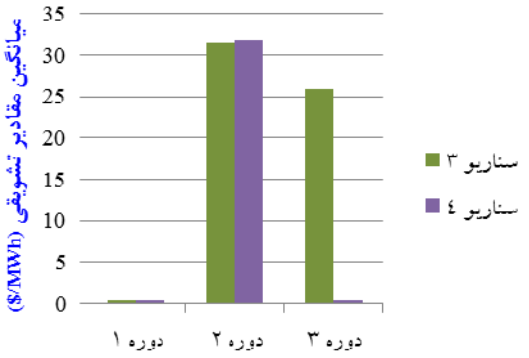
مطابق جدول ۵ هزینه بهره‌برداری در سناریوی اول، ۵۷۶۱/۹ دلار در روز است. استفاده از ابزارهای بازآرایی و DR در سناریوهای دوم و سوم، این هزینه را به ترتیب به ۷۹۹/۳ و ۴۳۷۷/۶ دلار در روز کاهش داده که به ترتیب ۸۶/۱٪ و ۲۴٪ کاهش را نشان می‌دهد. اما با استفاده هم‌زمان از دو ابزار فوق این هزینه به ۱۹۵/۹ دلار در روز رسیده که نشان‌دهنده کاهش ۹۶/۶٪ است. به این ترتیب با استفاده هم‌زمان از دو ابزار فوق، علاوه بر حل مشکل اضافه بار خطوط شبکه، هزینه بهره‌برداری نیز به طور چشم‌گیری کاهش یافته است.

شکل ۵ میانگین درصد بارزدایی را روی شین‌های شبکه نشان می‌دهد. بیشترین درصد بارزدایی مربوط به سناریوی اول است چرا که در آن هر دو ابزار بازآرایی و DR غیر فعال هستند. در دوره‌های دوم و سوم این سناریو به ترتیب به طور متوسط ۲۲/۲٪ و ۱۹/۳٪ از بار شین‌های سیستم قطع شده تا سیستم در این دو دوره به شرایط عادی بهره‌برداری برسد. این در حالی است که استفاده هم‌زمان از دو ابزار یادشده در سناریوی ۴ همان طور که پیش از این نیز بیان شد نیاز به بارزدایی را به صفر رسانده است.

شکل ۶ میانگین مقادیر تشویقی را در سناریوهای ۳ و ۴ و برای دوره‌های مختلف نشان می‌دهد. از آنجا که در سناریوهای اول و دوم ابزار DR غیر فعال است، این دو سناریو در شکل ۶ وارد نشده‌اند. مشاهده



شکل ۵: میانگین درصد بارزدایی روی شین‌های شبکه، افق زمانی یک روزه.



شکل ۶: میانگین مقادیر تشویقی ($/MWh)، افق زمانی یک روزه.

جدول ۵: نتایج شبیه‌سازی مربوط به سناریوهای اول تا چهارم، افق زمانی یک روزه.

		دوره ۱	دوره ۲	دوره ۳	کل شبانه‌روز
	مدت زمان (ساعت)	۱۰	۳	۱۱	۲۴
بدون بازآرایی و DR	تلفات (KWh)	۸۱۲٫۵	۳۵۸٫۶	۱۳۰۲٫۳	۲۴۷۳٫۳
	کلیدهای باز	۳۳ تا ۳۷	۳۳ تا ۳۷	۳۳ تا ۳۷	–
	کل ظرفیت بارزدایی اعمال‌شده (KWh)	۰	۳۰۳۶٫۲	۸۰۸۹٫۹	۱۱۱۲۶
	تابع هدف ($/Day)		۵۷۶۱٫۹		
فقط بازآرایی	تلفات (KWh)	۵۷۰٫۱	۴۳۷٫۸	۱۴۵۶٫۶	۲۴۶۴٫۴
	کلیدهای باز	۳۷-۳۲-۱۴-۹-۷	۳۷-۱۵-۱۴-۹-۶	۳۷-۳۲-۱۴-۹-۷	–
	کل ظرفیت بارزدایی اعمال‌شده (KWh)	۰	۸۶۸٫۲	۰	۸۶۸٫۲
	تابع هدف ($/Day)		۷۹۹٫۳		
فقط DR	تلفات (KWh)	۸۸۵٫۱	۳۵۷٫۴	۱۳۳۳٫۹	۲۵۷۶٫۴
	کلیدهای باز	۳۳ تا ۳۷	۳۳ تا ۳۷	۳۳ تا ۳۷	–
	کل ظرفیت DR اعمال‌شده (KWh)	۰	۸۷۸	۳۰۰۶٫۴	۳۸۸۴٫۴
	کل ظرفیت بارزدایی اعمال‌شده (KWh)	۰	۲۲۳۴٫۳	۵۵۸۷٫۶	۷۸۲۱٫۹
	تابع هدف ($/Day)		۴۳۷۷٫۶		
بازآرایی و DR	تلفات (KWh)	۵۹۶٫۹	۴۲۲	۱۴۴۰٫۵	۲۴۵۹٫۴
	کلیدهای باز	۳۷-۳۲-۱۴-۹-۷	۳۷-۳۶-۱۴-۹-۷	۳۷-۳۲-۱۴-۹-۷	–
	کل ظرفیت DR اعمال‌شده (KWh)	۰	۸۸۴٫۲	۳۳٫۶	۹۱۷٫۸
	کل ظرفیت بارزدایی اعمال‌شده (KWh)	۰	۰	۰	۰
	تابع هدف ($/Day)		۱۹۵٫۹		

می‌شود که مقادیر تشویقی در دوره اوج بار بسیار زیاد و در دوره ۱ که بار سیستم حداقل است، صفر هستند. در سناریوی چهارم با اعمال بازآرایی مشکل دوره سوم حل می‌شود، به همین دلیل در این سناریو مقادیر تشویقی در دوره سوم صفر است.

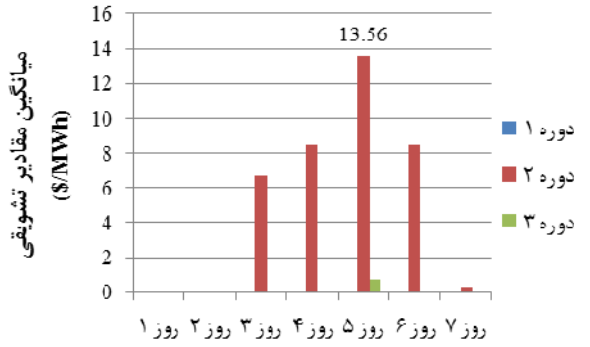
٤-۲ افق زمانی یک هفته

جدول ۶ خروجی‌های مربوط به اجرای چهار سناریوی ذکرشده را با افق زمانی یک هفته نشان می‌دهد. با توجه به مقادیر بارزدایی در سناریوی اول می‌توان گفت که در صورت غیر فعال بودن ابزارهای بازآرایی و DR، شبکه در تمامی روزها با مشکل روبه‌رو است. سخت‌ترین روز برای شبکه، روز پنجم است که در آن مقدار بارزدایی در سناریوی اول به ۱۲۴۱۷٫۳ KWh رسیده است. همچنین مشاهده می‌شود که در سناریوی دوم، ابزار بازآرایی توانسته است به تنهایی مشکل شبکه را در روزهای اول و دوم رفع نماید.

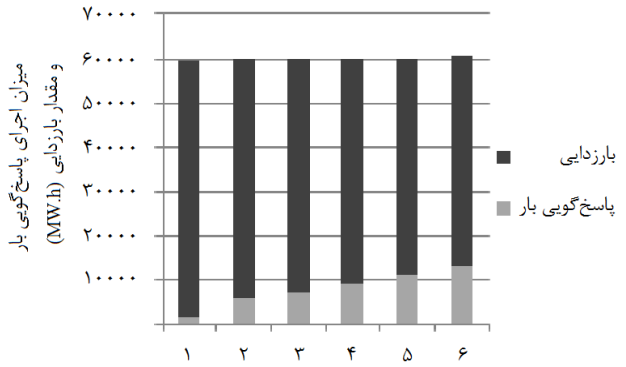
در غیاب ابزارهای بازآرایی و DR، هزینه بهره‌برداری ۳۰۷۹۱٫۶ دلار در روز است. استفاده از ابزارهای بازآرایی و DR در سناریوهای دوم و سوم، این هزینه را به ترتیب به ۲۲۲۲٫۷ و ۲۷۸۳۲٫۶ دلار در روز کاهش داده که به ترتیب ۹۲٫۸٪ و ۹٫۶٪ کاهش را نشان می‌دهد. به این ترتیب می‌توان گفت که ابزار بازآرایی (در سناریوی دوم) در مقایسه با ابزار DR (در سناریوی سوم)، در بهبود شرایط بهره‌برداری موفق‌تر بوده است اما با استفاده هم‌زمان از دو ابزار فوق این هزینه به ۷۸۳٫۸ دلار در روز رسیده که نشان‌دهنده کاهش ۹۷٫۴٪ است. به این ترتیب با استفاده هم‌زمان از دو ابزار فوق، علاوه بر حل مشکل اضافه بار خطوط شبکه، هزینه بهره‌برداری نیز به طور چشم‌گیری کاهش یافته است.

در غیاب ابزارهای بازآرایی و DR، ظرفیت بارزدایی انجام‌شده در روز ۵۹۴۵۴٫۴ KWh است اما با استفاده از بازآرایی در سناریوی دوم و یا استفاده از DR در سناریوی سوم این مقدار به ترتیب به ۲۰۵۷٫۹ و ۵۲۸۲۹٫۷ کاهش می‌یابد که به ترتیب ۹۶٫۵٪ و ۱۱٫۱٪ کاهش را نشان می‌دهد. اما استفاده از هر دو ابزار در سناریوی چهارم، موجب شده که بارزدایی به صفر برسد.

شکل ۷ میانگین مقادیر تشویقی را برای دوره‌های مختلف در سناریوی چهارم نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود که برنامه DR تنها برای چند دوره پرتراکم شبکه اجرا شده و این در حالی است که در سایر دوره‌ها در صورت وجود مشکل، ابزار بازآرایی آن را رفع کرده است.



شکل ۷: میانگین مقادیر تشویقی در سناریوی چهارم، افق زمانی یک هفته.



شکل ۸: تأثیر پارامتر $f_w^{\max}$ بر میزان بارزدایی و اجرای DR در سناریوی سوم، افق زمانی یک هفته.

جدول ۶: نتایج شبیه‌سازی مربوط به سناریوهای اول تا چهارم، افق زمانی یک هفته.

		روز اول	روز دوم	روز سوم	روز چهارم	روز پنجم	روز ششم	روز هفتم	کل هفته
بدون بازآرایی و DR	تلفات (KWh)	۲۴۶۸/۱	۲۵۵۳/۳	۲۴۳۷/۳	۲۵۳۱/۴	۲۵۵۹	۲۷۱۹/۴	۲۶۶۷/۳	۱۷۹۳۵/۷
	کل ظرفیت بارزدایی اعمال‌شده (KWh)	۵۰۲۱/۳	۳۳۰۳/۳	۹۴۳۰/۸	۱۰۵۹۱/۷	۱۲۴۱۷/۳	۸۹۸۲/۵	۹۷۰۷/۵	۵۹۴۵۴/۴
	تابع هدف ($)	۲۷۵۳/۳	۲۰۸۴/۷	۴۶۹۲/۵	۵۴۱۹/۸	۶۱۶۶/۱	۴۸۰۷/۶	۴۸۶۶/۱	۳۰۷۹۱/۶
فقط بازآرایی	تلفات (KWh)	۲۱۴۹	۲۰۳۵	۲۴۹۰/۸	۲۴۶۲/۱	۲۶۷۵	۲۴۱۱/۸	۲۷۶۸/۱	۱۶۹۹۱/۸
	کل ظرفیت بارزدایی اعمال‌شده (KWh)	۰	۰	۲۷/۳	۳۵۲/۸	۸۸۴/۵	۶۱۱/۶	۱۸۱/۸	۲۰۵۷/۹
	تابع هدف ($)	۸۹/۷	۸۵/۸	۱۳۰/۱	۳۸۹/۴	۶۷۱/۳	۵۹۰/۵	۲۶۰	۲۲۲۲/۷
فقط DR	تلفات (KWh)	۲۴۶۹/۸	۲۵۸۹/۱	۲۴۳۹/۹	۲۵۵۲/۷	۲۵۶۹/۷	۲۶۹۱/۸	۲۶۶۳/۵	۱۷۹۷۶/۴
	کل ظرفیت DR اعمال‌شده (KWh)	۷۹/۵	۶۴/۵	۹۸۹/۵	۱۷۴۰	۲۶۵۰/۶	۷۱۹/۶	۱۰۱۴/۸	۷۲۵۸/۴
	کل ظرفیت بارزدایی اعمال‌شده (KWh)	۴۷۳۲/۷	۳۴۷۸/۲	۸۷۳۹/۱	۸۹۰۸/۱	۹۷۵۵/۵	۸۲۵۰/۶	۸۹۶۵/۶	۵۲۸۲۹/۷
	تابع هدف ($)	۲۵۸۴/۱	۲۱۴۰/۱	۴۴۷۸/۵	۴۶۷۴/۲	۵۰۲۱/۶	۴۳۳۹/۱	۴۵۹۵/۲	۲۷۸۳۲/۶
بازآرایی و DR	تلفات (KWh)	۲۰۸۱/۳	۲۰۱۹/۴	۲۳۲۷/۱	۲۳۳۱/۲	۲۵۶۵/۷	۲۲۹۷/۷	۲۴۴۹/۴	۱۶۰۷۱/۸
	کل ظرفیت DR اعمال‌شده (KWh)	۰	۰	۸۴/۹	۳۵۷/۷	۴۵۰/۱	۲۹۶/۳	۰/۴	۱۱۸۹/۴
	کل ظرفیت بارزدایی اعمال‌شده (KWh)	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
	تابع هدف ($)	۸۶/۹	۸۴	۱۰۷/۶	۱۳۰/۷	۱۴۰/۶	۱۳۰/۷	۱۰۳/۱	۷۸۳/۸

چنانچه اشاره شد ابزار DR در سناریوی سوم نسبت به ابزار بازآرایی در سناریوی دوم در بهبود شرایط بهره‌برداری، موفقیت کمتری داشته است. علت آن وجود برخی از قیدهای DR است که مانع استفاده از ابزار DR می‌شود. به عنوان نمونه یکی از این قیدها، قید حداکثر تعداد دفعات قطع بار در یک هفته ($f_w^{\max}$) است که در شکل ۸ تأثیر آن نشان داده شده است. در این شکل پارامتر مذکور از ۲ تا ۶ تغییر کرده و تأثیر آن بر میزان اجرای DR در سناریوی سوم، نشان داده شده است. مشاهده می‌شود که با افزایش مقدار این پارامتر، ظرفیت DR اجراشده در هفته افزایش یافته و طبیعتاً مقدار بارزدایی کاهش یافته است. نکته جالبی که در این شکل مشهود است، ثابت‌ماندن مقدار کل کاهش بار (مجموع بارزدایی و اجرای DR) است و این موضوع نشان می‌دهد که برای رسیدن شبکه به شرایط عادی بهره‌برداری خود، مقدار کاهش بار مشخص و ثابتی نیاز است.

بنابراین نتایج زیر به صورت کلی حاصل شده‌اند:

- استفاده از بازآرایی شبکه توزیع موجب کاهش چشم‌گیر مقدار قطع بار و نیز موجب بهره‌برداری بهینه‌تر از شبکه شده است.
- تدوین مقدار تشویقی مناسب برای ترغیب مشریان به مشارکت در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار می‌تواند موجب کاهش قطع ناگهانی بار و در نتیجه افزایش سطح رضایت عمومی شود.
- استفاده همزمان و هدفمند از بازآرایی شبکه و نیز پتانسیل برنامه‌های پاسخ‌گویی بار می‌تواند موجب رفع مشکلات ناشی از قطع ناگهانی بار شده و بهره‌برداری از شبکه به صورت بسیار بهینه‌تری را نتیجه دهد.

۵- نتیجه

در این مقاله، ایده استفاده همزمان از برنامه‌های پاسخ‌گویی بار تشویق‌محور و بازآرایی شبکه توزیع برای رفع مشکلات شبکه توزیع توسعه‌نیافته و کاهش هزینه‌های بهره‌برداری آن بیان شد. هزینه‌های تلفات، بارزدایی و اعمال برنامه‌های پاسخ‌گویی بار به عنوان هزینه‌های بهره‌برداری در نظر گرفته شده و بر این اساس مدلی برای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار تشویق‌محور ارائه گردید. برای نشان‌دادن کارایی روش ارائه‌شده در بهبود شرایط بهره‌برداری شبکه برق، سناریوهای مختلفی روی شبکه نمونه ۳۳شینه اجرا و نشان داده شده است که استفاده همزمان از دو ابزار یادشده، هزینه‌های بهره‌برداری از شبکه را به طور چشم‌گیری کاهش می‌دهد و نیاز به بارزدایی را به حداقل می‌رساند. باید به این نکته توجه داشت که بارزدایی بر خلاف برنامه‌های پاسخ‌گویی بار (که اختیاری بوده و حذف بار در آنها با اطلاع قبلی صورت می‌گیرد) نارضایتی اجتماعی را افزایش می‌دهد. بنابراین با کاهش بارزدایی، سطح رضایت اجتماعی به شکل قابل توجهی افزایش می‌یابد. همچنین میزان نفوذ پاسخ‌گویی بار در شبکه وابسته به نوع بار در هر شین و نیز نحوه تشویق مشتریان برای مشارکت در DR است. همان طور که در تحلیل نتایج مشخص است با افزایش میزان تمایل مشتریان و در نتیجه پتانسیل DR در هر شین، می‌توان کنترل بیشتری روی بار در هر شین داشت. بنابراین بهره‌برداری

از شبکه در صورت نفوذ بیشتر پاسخ‌گویی بار در شبکه به صورت بهینه‌تری امکان‌پذیر خواهد بود.

مراجع

[۱] د. منظور و ح. رضایی، "محاسبه قیمت سایه‌ای انرژی الکتریکی در بازار برق ایران،" *فصل‌نامه تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی*، جلد ۲، شماره ۶، صص. ۱۷۲-۱۵۵، زمستان ۱۳۹۰.

[2] S. S. F. Souza, R. Romero, and J. F. Franco, "Artificial immune networks Copt-aiNet and Opt-aiNet applied to the reconfiguration problem of radial electrical distribution systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 119, pp. 304-312, Feb. 2015.

[3] A. Zidan, M. F. Shaaban, and E. F. El-Saadany, "Long-term multi-objective distribution network planning by DG allocation and feeders' reconfiguration," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 95, pp. 95-104, Dec. 2013.

[۴] ر. هوشمند و ا. قلی‌پور، "بازآرایی سیستم توزیع در محیط بازار برق با حضور منابع تولید پراکنده،" *نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران، الف- مهندسی برق*، سال ۱۲، شماره ۱، صص. ۴۵-۳۷، بهار ۱۳۹۳.

[5] L. S. M. Guedes, A. C. Lisboa, D. A. G. Vieira, and R. R. Saldanha, "A multiobjective heuristic for reconfiguration of the electrical radial network," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 28, no. 1, pp. 311-319, Oct. 2013.

[6] U. S. Department of Energy, "Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them," Section 1252 of the Report, *Energy Policy Act of 2005*, 2006.

[7] A. Merlin and H. Back, "Search for a minimal loss operating spanning tree configuration in urban power distribution system," in *Proc. Power Syst. Comput. Conf.*, pp. 1-18, Sep. 1975.

[8] S. Civanlar, J. J. Grainger, H. Yin, and S. S. H. Lee, "Distribution feeder reconfiguration for loss reduction," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 3, no. 3, pp. 1217-1223, Jul. 1988.

[9] M. H. Haque, "Improvement of power delivery efficiency of distribution system through loss reduction," in *Proc. IEEE Conf. Power Eng. Soc., Winter Meeting*, vol. 4, pp. 2739-2744, Jan. 2000.

[10] Q. Zhou, D. Shirmohammadi, and W. H. E. Liu, "Distribution feeder reconfiguration for operation cost reductio," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 112, no. 2, pp. 730-735, May 1997

[11] H. C. Chin and K. Y. Huage, "A simple distribution reconfiguration algorithm for loss minimization," in *Proc. IEEE Conf. Power Syst. Technology*, vol. 2, pp. 607-611, Dec. 2000.

[12] G. J. Whei-Min Lin and H. C. Chin, "An effective algorithm for distribution feeder loss reduction by switching operation," in *Proc. IEEE Conf. Transm. Distrib.*, vol. 2, pp. 597-602, Apr. 1999.

[13] V. Glamocanin, "Optimal loss reduction of distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 5, 774-782, Sep. 1990.

[14] T. E. McDermott, I. Drezgo, and R. P. Broadwater, "A hueristic nonlinear constructive method for distribution system reconfiguration," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 14, no. 2, pp. 478-483, May 1999.

[15] R. T. F. Ah King, B. Radha, and H. C. S. Rughooputh, "A real-parameter genetic algorithm for optimal network reconfiguration," in *IEEE Conf. Ind. Technol.*, vol. 1, pp. 54-59, Dec. 2003.

[16] N. Gupta, A. Swarnkar, and K. R. Niazi, "Distribution network reconfiguration for power quality and reliability improvement using genetic algorithms," *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 664-671, Jan. 2014.

[17] A. Mazza, G. Chicco, and A. Russo, "Optimal multi-objective distribution system reconfiguration with multi criteria decision making-based solution ranking and enhanced genetic operators," *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 255-267, Jan. 2014.

[18] D. Shirmohammadi and H. W. Hong, "Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction," *IEEE Trans. Power Deli.*, vol. 4, no. 2, pp. 1492-1498, Apr. 1989.

[19] D. Das, "A fuzzy multi-objective approach for network reconfiguration of distribution systems," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 21, no. 1, pp. 202-209, Jan. 2006.

[20] K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawoa, and T. Ishihara, "Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 3, pp. 1044-1051, Aug. 1992.

[21] J. Z. Zhu, "Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 62, no. 1, pp. 37-42, May 2002.

[22] R. Srinivasa Rao, S. V. L. Narasimham, M. R. Raju, and A. Srinivasa Rao, "Optimal network reconfiguration of large-scale distribution system using harmony search algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1080-1088, Sep. 2011.

[23] T. DcDermott, "Distribution system reliability and reconfiguration software tools," in *Proc. EEE/PES. Transmission and Distribution Conference and Exposition,* vol. 2, pp. 993-993, Nov. 2001.

[24] H. Salazar, R. Gallego, and R. Romero, "Artificial neural networks and clustering techniques applied in the reconfiguration of distribution systems," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 21, no. 3, pp. 1735-1742, Jul. 2006.

[25] R. J. Sarfi, M. M. A. Salma, and A. Y. Chikani, "Loss reduction in distribution system: a new approach using partitioning techniques," in *Proc. IEEE IAS Annual Meeting*, vol. 2, pp. 1439-1444, Oct. 1993.

[26] R. J. Sarfi, M. M. A. Salma, and A. Y. Chikani, "Distribution system reconfiguration for loss reduction: an algorithm based on network partitioning theory," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 1, pp. 504-510, Feb. 1996.

[27] C. Chang, "Reconfiguration and capacitor placement for loss reduction of distribution systems by ant colony search algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 4, 1747-1755, Nov. 2008.

[28] S. Valero, M. Ortiz, C. Senabre, C. Alvarez, F. J. G. Franco, and A. Gabaldon, "Methods for customer and demand response policies selection in new electricity markets," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, no. 1, pp. 104-110, Jan. 2007.

[29] E. Bompard, Y. Ma, R. Napoli, and G. Abrate, "The demand elasticity impacts on the strategic bidding behavior of the electricity producers," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 188-197, Feb. 2007.

[30] C. L. Su and D. Kirschen, "Quantifying the effect of demand response on electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1199-1207, Aug. 2009.

[31] A. Khodaei, M. Shahidehpour, and S. Bahramirad, "SCUC with hourly demand response considering intertemporal load characteristics," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 3, pp. 564-571, Sep. 2011.

[32] A. Abdollahi, M. Parsa Moghaddam, M. Rashidinejad, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Investigation of economic & environmental-driven demand response measures incorporating UC," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 12-25, Mar. 2012.

[33] H. A. Aalami, M. Parsa Moghaddam, and G. R. Yousefi, "Modeling and prioritizing demand response programs in power markets," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 4, pp. 426-435, Apr. 2010.

[34] M. P. Moghaddam, A. Abdollahi, and M. Rashidinejad, "Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets," *Appl. Energy*, vol. 88, no. 9, pp. 3257-3269, Sep. 2011.

[35] D. T. Nguyen, M. Negnevitsky, and M. de Groot, "Pool-based demand response exchange-concept and modeling," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1677-1685, Jul. 2011.

[36] S. Chandramohan, N. Atturulu, R. P. Kumudini Devi, and B. Venkatesh, "Operating cost minimization of a radial distribution system in a deregulated electricity market through reconfiguration using NSGA method," *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 126-132, Feb. 2010.

[37] R. S. Rao, K. Ravindra, K. Satish, and S. V. L. Narasimham, "Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 1, pp. 317-325, Feb. 2013.

[38] S. H. Mirhoseini, S. M. Hosseini, M. Ghanbari, and M. Ahmadi, "A new improved adaptive imperialist competitive algorithm to solve the reconfiguration problem of distribution systems for loss reduction and voltage profile improvement," *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 55, pp. 128-143, Feb. 2014.

[39] G. Gutierrez-Alcaraz and C. N. Lu, "Demand response and network reconfiguration on distribution system investment deferment," in *Cired, Conf. Electr. Distrib.*, 4 pp., Jun. 2011.

[40] H. Bagheri Tolabi, M. H. Ali, S. B. M. Ayob, and M. Rizwan, "Novel hybrid fuzzy-bees algorithm for optimal feeder multi-objective reconfiguration by considering multiple-distributed generation," *Energy*, vol. 71, pp. 507-515, Jul. 2014.

[41] A. M. Cossi, R. Romero, and J. R. Mantovani, "Planning and projects of secondary electric power distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1599-608, Aug. 2009.

[42] H. G. Kwag and J. O. Kim, "Optimal combined scheduling of generation and demand response with demand resource constraints," *Appl. Energy*, vol. 96, pp. 161-170, Aug. 2012.

[۴۳] ح. ا. اعلمی، *مدل‌سازی پاسخ‌گویی بار مبتنی بر ضرایب حساسیت قیمتی تقاضا*، رساله دکتری مهندسی برق- قدرت، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ۱۳۸۹.

[44] IEA, *Strategic Plan for the IEA Demand-Side Management Program 2008-2012*. IEA Press, 2008, Available at, http://www.iea.org, accessed Mar. 2012.

[45] M. Klobasa, "Analysis of demand response and wind integration in Germany's electricity market," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 4, no. 1, pp. 55-63, Feb. 2010.

[۴۶] ح. ا. اعلمی، غ. ر. یوسفی و م. پارسامقدم، "تأثیر برنامه‌های پاسخ‌گویی بار بر منحنی مصرف برق روزانه کشور،" *نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران*، سال ۶، شماره ۴، صص. ۳۱۶-۳۰۸، زمستان ۱۳۸۷.

[۴۷] م. کیا، م. ستایش‌نظر و م. ص. سپاسیان، "اجرای هم‌زمان برنامه پاسخ‌گویی بار زمان استفاده (TOU) و برنامه مشارکت واحدها با قید امنیت (SCUC)،" *نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران، الف- مهندسی برق*، سال ۱۳، شماره ۱، صص. ۲۴-۱۳، بهار ۱۳۹۴.

[48] M. H. Amini, B. Nabi, and M. R. Haghifam, "Load management using multi-agent systems in smart distribution network," in *Proc. IEEE PES General Meeting, Vancouver*, 5 pp., British Columbia, Canada, Jul. 2013.

[49] H. R. Arasteh, M. Parsa Moghaddam, M. K. Sheikh-El-Eslami, and A. Abdollahi, "Integrating commercial demand response resources with unit commitment," *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 51, pp. 153-161, Oct. 2013.

[50] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*, John Wiley & Sons, 2004.

[51] H. Aalami, M. Parsa Moghaddam, and G. R. Yousefi, "Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 1, pp. 243-250, Jan. 2010.

[52] H. Aalami, G. R. Yousefi, and M. ParsaMoghaddam, "Demand response model considering EDRP and TOU programs," in *Proc. IEEE PES T & D Conf.*, 6 pp., Chicago, USA, Apr. 2008.

[53] M. E. Baran and F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, Apr. 1989.

احسان حسینی در سال ۱۳۹۱ مدرک کارشناسی مهندسی برق خود را از دانشگاه شهید چمران اهواز و در سال ۱۳۹۳ مدرک کارشناسی ارشد مهندسی برق خود را از دانشگاه شهید بهشتی تهران دریافت نمود. از سال ۱۳۹۴ تا کنون نام‌برده به عنوان کارشناس برق و ابزار دقیق در فاز ۲۲-۲۴ پارس جنوبی مشغول به کار می‌باشد.

محمدصادق سپاسیان تحصیلات خود را در مقاطع کارشناسی و کارشناسی ارشد برق قدرت به ترتیب در سال‌های ۱۳۶۹ و ۱۳۷۲ از دانشگاه تبریز و دانشگاه تهران و در مقطع دکتری برق قدرت از دانشگاه تربیت مدرس در سال ۱۳۷۹ به پایان رسانده است و هم‌اکنون دانشیار دانشکده مهندسی برق دانشگاه شهید بهشتی می‌باشد. زمینه‌های تحقیقاتی مورد علاقه ایشان برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت و توزیع، مطالعات توان راکتیو و مطالعات پایداری ولتاژ می‌باشد.

حمیدرضا آراسته در سال ۱۳۸۹ مدرک کارشناسی مهندسی برق خود را از دانشگاه تبریز و در سال ۱۳۹۱ مدرک کارشناسی ارشد مهندسی برق خود را از دانشگاه تربیت مدرس دریافت نمود. از سال ۱۳۹۱ نام‌برده به دوره دکتری مهندسی برق و کامپیوتر در دانشگاه شهید بهشتی وارد گردید. زمینه‌های علمی مورد علاقه نام‌برده شامل موضوعاتی مانند برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت، شبکه‌های توزیع، مدیریت انرژی، شبکه هوشمند، و بازار برق می‌باشد.

وحید وحیدی‌نسب مدرک کارشناسی خود را از دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی و مدارک کارشناسی ارشد و دکتری خود را از دانشگاه علم و صنعت ایران در سال‌های ۱۳۸۳، ۱۳۸۵ و ۱۳۸۸ اخذ نموده است. وی از سال ۱۳۹۰ به عنوان عضو هیأت علمی گروه قدرت در پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، دانشگاه شهید بهشتی همکاری دارند. ایشان نویسنده بیش از ۶۰ مقاله در ژورنال‌ها و همایش‌های ملی و بین‌المللی بوده و در بیش از ۸ طرح پژوهشی ملی و منطقه‌ای همکاری مؤثر داشته‌اند. فعالیت به عنوان داور مقالات ۱۴ ژورنال معتبر ملی و بین‌المللی، عضویت فعال در انجمن‌های علمی داخل و خارج از کشور، مدیریت و فعالیت‌های مختلف علمی- اجرایی در سطوح مختلف دانشگاه صنعت آب و برق (شهید عباسپور)، پژوهشگاه نیرو و گروه مپنا از دیگر سوابق تخصصی ایشان محسوب می‌شود.