

برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان سیستم به‌منظور تبدیل شبکه توزیع موجود به ریزشبکه

مجید نیری پور^۱، دانشیار؛ سعید حسنوند^۲، دانشجوی دکتری؛ حسین فلاح‌زاده ابرقوئی^۳، دانشجوی دکتری

۱- دانشکده مهندسی برق و الکترونیک - دانشگاه صنعتی شیراز - شیراز - ایران - nayeri@sutech.ac.ir

۲- دانشکده مهندسی برق و الکترونیک - دانشگاه صنعتی شیراز - شیراز - ایران - s.hasanvand@sutech.ac.ir

۳- باشگاه پژوهشگران جوان و نخبگان - واحد یزد - دانشگاه آزاد اسلامی - یزد - ایران - hossein.fallahzadeh@sutech.ac.ir

چکیده: با افزایش استفاده از تولیدات پراکنده^۱ (DG) در سیستم‌های توزیع به‌منظور بهبود کارایی این سیستم‌ها نیاز به ایجاد شبکه‌های کوچک‌تر (ریزشبکه‌ها) که می‌توانند به‌صورت مستقل از هم نیز بهره‌برداری شوند لازم به‌نظر می‌رسد. این کار می‌تواند منافع زیادی برای صاحبان سیستم توزیع، مصرف‌کنندگان برق و صاحبان DG داشته باشد. از این مزایا می‌توان به استراتژی کنترل آسان‌تر، کنترل میان ریزشبکه‌ها، تأمین بار با استفاده انتقال در میان ریزشبکه‌ها و افزایش قابلیت اطمینان اشاره کرد. یک سیستم خودکفا می‌تواند از انتشار اختلالات جلوگیری و حوادث آبخاری را متوقف کند. اگر مرز میان ریزشبکه‌ها به‌درستی طراحی شده باشد، هر یک از جزیره‌ها می‌تواند به‌عنوان یک ریزشبکه رفتار کند و با حداقل تعاملات ممکن از دیگر بخش‌های سیستم عمل نماید. در این مقاله در فرایند حل مسئله برنامه‌ریزی و تأمین رشد بار توسط واحدهای تولید پراکنده با هدف حداکثرسازی قابلیت اطمینان و کم‌ترین هزینه سرمایه‌گذاری ایجاد شبکه‌های کوچک‌تر مورد بررسی قرار گرفته است. به‌منظور ناحیه‌بندی بهینه روش نظریه گراف‌های وزن‌دار که وزن یال‌ها توان ظاهری عبوری از خطوط است، اتخاذ شده است. همچنین از آنجا که به‌علت پیچیده‌تر بودن مفهوم توان راکتیو و اهمیت اقتصادی پایین‌تر آن که کم‌تر مورد توجه قرار گرفته است، برای بالا بردن دقت برنامه‌ریزی علاوه بر توان اکتیو در محاسبات قابلیت اطمینان توان راکتیو نیز لحاظ شده است.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی سیستم توزیع قدرت، قابلیت اطمینان، ریزشبکه، نظریه گراف، روش تعامل فازی، توان راکتیو.

Capacity Expansion Planning with Respect to Reliability in Order to Transform an Existing Distribution Network into Micro-Grid

M. Nayeripour¹, Associate Professor; S. Hasanvand², PhD Student; H. Fallahzadeh-Abarghouei³, PhD Student

1- Department of Electrical and Electronic Engineering, Shiraz University of Technology, Shiraz, Iran, Email: nayeripour@sutech.ac.ir

2- Department of Electrical and Electronic Engineering, Shiraz University of Technology, Shiraz, Iran, Email: s.hasanvand@sutech.ac.ir

3- Young Researchers and Elite Club, Yazd Branch, Islamic Azad University, Yazd, Iran, Email: hossein.fallahzadeh@sutech.ac.ir

Abstract: By growing the use of distributed generation (DG) in distribution power systems in order to improve the efficiency of this systems, constructing smaller grids (micro-grids) which can operate separately seems to be needed. This may have numerous benefits for consumers and distribution system owners such as easier control strategy, control among micro-grids, supplying demand using other micro-grids and improving the reliability of system. A supply-adequacy system can stop fault propagation and if the clustering procedure is designed properly, each part can act as a micro-grid with the least interaction with others. In this paper meeting load growth by installing DGs, maximizing reliability and minimizing total cost have been considered in planning stage. Clustering procedure is based on weighted graph partitioning method and the weights are apparent power of the lines. Because of the complex concept of reactive power and lower economic importance, it has been considered less than active power. So, in order to have accurate planning model reactive power is also addressed in this paper.

Keywords: Distribution system planning, reliability, micro-grid, graph theory, interactive fuzzy method, reactive power.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۴/۱۱/۲۹

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۵/۰۱/۲۵

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۵/۰۳/۱۱

نام نویسنده مسئول: مجید نیری پور

نشانی نویسنده مسئول: ایران - شیراز - بلوار مدرس - دانشگاه صنعتی شیراز - دانشکده مهندسی برق و الکترونیک.

۱- مقدمه

عدم تعادل ولتاژ [۱۷]، طراحی روش‌های کنترل پیشرفته برای ریزشبه هوشمند [۲۰-۱۸]، به حداکثر رساندن سود مشتریان [۲۱]، بهره‌برداری بهینه از ریزشبه با در نظر گرفتن بارهای پاسخ‌گو [۲۲]، مدیریت انرژی بلادرنگ ریزشبه‌ها در حالت جزیره‌ای [۲۳-۲۴] و مدل بازار محلی برای به‌دست آوردن کمترین هزینه در ریزشبه‌ها [۲۵] انجام شده است.

از طرفی قابلیت اطمینان سیستم همواره یک هدف مهم برای طراحی و بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت بوده است [۲۶] که اخیراً از هر دو نقطه‌نظر فنی و اقتصادی به‌ویژه برای اپراتورهای شبکه [۲۷] تبدیل شده است. اگرچه چندین مقاله ارزیابی قابلیت اطمینان در یک سیستم توزیع شامل تولید پراکنده مورد بحث قرار داده‌اند [۳۰-۲۸]، اما قابلیت اطمینان به‌درستی برای برنامه‌ریزی ریزشبه در مرحله طراحی با در نظر گرفتن توان راکتیو پرداخته نشده است.

از آنجا که اکثر سیستم‌های توزیع در حال حاضر نمونه سنتی تغذیه‌شونده توسط شبکه سراسری هستند، تغییر ساختار آن‌ها به شبکه‌های کوچک‌تر در حضور منابع تولید پراکنده با تولید احتمالاتی، تولیدات غیر احتمالاتی و همچنین تأمین توان راکتیو آن‌ها نیازمند روش‌های جدید طراحی این ریزشبه‌ها است. با توجه به این که جز لاینفک ریزشبه‌ها تولیدات پراکنده است؛ برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از این منابع در شبکه‌های جدید نیازمند طراحی جدید است.

در این مقاله، یک روش جدید مبتنی بر نظریه گراف‌ها برای ایجاد ریزشبه‌ها استفاده شده است. مرحله ناحیه‌بندی برای ایجاد ریزشبه‌ها در شبکه توزیع به‌منظور حفظ بهینه‌ترین حالت بهره‌برداری با مسئله برنامه‌ریزی توان اکتیو و راکتیو همراه شده است. به‌منظور مدل‌سازی دقیق‌تر مسئله تولیدات پراکنده با ماهیت احتمالاتی و بارها به‌صورت ساعتی مدل شده‌اند و تمامی هزینه‌ها و شاخص‌های کاملی برای در نظر گرفتن توان اکتیو و راکتیو در قابلیت اطمینان ریزشبه‌ها نیز در نظر گرفته شده است. می‌توان نوآوری‌های مقاله را به‌صورت زیر بیان نمود:

- ارائه شاخص جدید برای ارزیابی قابلیت اطمینان شبکه ناشی از کمبود توان راکتیو.
- استفاده از روش گراف به‌منظور تعیین مرز ریزشبه‌ها.
- بررسی عملکرد ریزشبه‌ای در بهره‌برداری عادی و در زمان خطا.
- استفاده از الگوریتم‌های مختلف جهت به‌دست آوردن بهترین جواب و حل مسئله چندهدفه توسط روش تعامل فازی.
- بررسی جبران محلی توان راکتیو بر روی شاخص‌های قابلیت اطمینان.

۲- مدل‌سازی مسئله

۲-۱- بارهای سیستم

شرایط آب و هوایی و حوادث فصلی، الگوی مصرف بار سیستم را تحت تأثیر قرار می‌دهند. خوشبختانه، بسیاری از این وقایع به‌صورت تکراری

مسئله برنامه‌ریزی سیستم توزیع به توسعه بهینه امکانات سیستم توزیع برای تأمین و برآورده کردن گسترش بارها و همچنین تأمین قیود فنی مانند برابری بار و تولید، ولتاژ، حداکثر توان عبوری از خطوط و قیود اقتصادی مربوط می‌شود. برنامه‌ریزان توزیع در افق برنامه‌ریزی خود باید از این که ظرفیت پست و فیدرها برای برآورده کردن بار پیش‌بینی‌شده در دسترس باشد، اطمینان کافی حاصل کنند. به‌طور کلی اولین هدف در توسعه هر سیستم این است که رشد تقاضا در عین اقتصادی بودن و داشتن قابلیت اطمینان بالا، در ایمن‌ترین حالت ممکن برآورده شود [۱].

مسئله برنامه‌ریزی توزیع، شامل بهینه‌سازی ظرفیت منابع تولید (اعم از پست و تولیدات پراکنده) و انتخاب محل نصب بهینه برای تأمین تقاضای بار مورد نیاز، تحت قیود ظرفیت پست، ظرفیت حرارتی خط، افت ولتاژ، آرایش شبکه شعاعی و قابلیت اطمینان به‌عنوان متغیرهای زیادی که لازم است در نظر گرفته شوند، می‌باشد. این مسئله بهینه‌سازی می‌تواند یک مسئله ترکیبی با مقیاس بزرگ و بسیار پیچیده باشد [۳-۲].

در سال‌های اخیر، ساختار سیستم‌های قدرت به‌طور قابل توجهی تغییر کرده است [۴]. دلایل زیست‌محیطی و مسائل فنی مانند افزایش مصرف برق، نیاز به کاهش تلفات سیستم، افزایش قابلیت اطمینان سیستم و به تعویق انداختن ارتقاء سیستم دلایل مختلفی برای تولید محلی و استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر در سطح توزیع [۶-۵] بوده است که مسئله برنامه‌ریزی سنتی را با جایابی بهینه این منابع یکپارچه کرده است و اهداف و قیود آن تا حدودی دست‌خوش تغییر شده‌اند. برای نمونه در [۷] کاهش تلفات و افزایش قابلیت اطمینان سیستم در نظر گرفته شده است. در این روش مقدار DG پیشنهادی برای یک گره به‌جای مقایسه با مقدار بار آن گره با مجموع بارهای چندین گره که در هنگام قطع از شبکه به‌صورت جزیره هستند، مقایسه می‌شود، به‌طوری که این عمل باعث بهینه‌تر شدن مقدار به‌دست‌آمده می‌شود. در [۸] به‌منظور کاهش سهم تلفات اکتیو و راکتیو، علاوه بر خازن‌گذاری از منابع تولید پراکنده نیز استفاده می‌شود. بدین منظور ابتدا مکان‌های بهینه این منابع با استفاده از تحلیل شاخص ولتاژ مشخص شده و با استفاده از الگوریتم پیشنهادی مقدار این منابع به‌دست آمده است.

اخیراً تغییر ماهیت شبکه‌های توزیع به ریزشبه‌ها به‌همراه برنامه‌ریزی سنتی این شبکه‌ها کم‌تر مورد بررسی قرار گرفته است. این تغییر ماهیت می‌تواند جهشی از سیستم‌های معمولی به مدرن با شبکه‌های کوچک‌تر در تعامل باهم یا به‌اصطلاح ریزشبه باشد. این کار دارای مزیت‌هایی از جمله کنترل آسان‌تر، تأمین بار و انتقال در میان ریزشبه‌ها، افزایش قابلیت اطمینان است. در طول دهه گذشته، تلاش‌های زیادی برای ارائه استانداردهای ریزشبه [۹] از نقطه‌نظر حداقل رساندن تلفات [۱۰]، مدیریت انرژی منابع [۱۱-۱۳]، کنترل و حفاظت شبکه‌های توزیع [۱۴-۱۵]، جبران توان راکتیو [۱۶]، جبران

مسئله که هم به صورت ثابت هستند و یا تولیدات احتمالاتی دارند استفاده شده است. در این بخش نحوه مدل‌سازی این تولیدات توضیح داده خواهند شد.

۲-۲-۱- توربین بادی^۲ (WT)

مجموعه‌های از توربین‌های بادی که در یک منطقه بادخیز نصب شده‌اند؛ تشکیل یک مزرعه بادی می‌دهند. انرژی قابل تحویل به شبکه در هر ساعت مجموع تولید هر یک از توربین‌های موجود در سایت بادی موردنظر می‌باشد. تولید واحدهای بادی متناسب با میزان و شدت وزش باد در آن ناحیه بوده و ماهیتی کاملاً تصادفی دارد. به منظور پیش‌بینی توان تولیدی توربین‌های بادی لازم است الگوی وزش باد در آن ناحیه مشخص شود. از میان مدل‌های ارائه شده برای تخمین سرعت باد توزیع ویبال^۳ بهترین برازش را برای مدل‌های آماری دارد، لذا در اکثر مقالات از این توزیع برای مدل‌سازی تولیدات بادی استفاده می‌شود.

$$f(v) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{v}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{\lambda}\right)^k} \quad (k > 0, v > 0, \lambda > 0) \quad (2)$$

که $f(v)$ تابع توزیع احتمالاتی ویبال و k ضریب شکل است که مقدار آن از اطلاعات تاریخی وزش باد در آن ناحیه محاسبه می‌شود. ضریب مقیاس یا λ اشاره به تخمین و پیش‌بینی وزش باد دارد. مقادیر مناسب برای تخمین پارامترهای این تابع احتمال برای وزش باد در [۳۲-۳۳] ارائه شده است. برای تبدیل سرعت باد به توان خروجی مولد از روابط زیر استفاده شده است [۳۴]:

$$P_{WT} = \begin{cases} 0 & 0 \leq v \leq v_{ci} \\ P_{WT,rated} \frac{v - v_{ci}}{v_{rated} - v_{ci}} & v_{ci} \leq v \leq v_{rated} \\ P_{WT,rated} & v_{rated} \leq v \leq v_{co} \\ 0 & v_{co} < v \end{cases} \quad (3)$$

که در این روابط، v سرعت باد، v_{ci} سرعت قطع پایین، v_{co} سرعت قطع بالا، v_{rated} سرعت نامی، $P_{WT,rated}$ توان نامی و P_{WT} توان خروجی توربین بادی است. در این مقاله سرعت قطع پایین ۴ متر بر ثانیه، سرعت قطع بالا ۲۵ متر بر ثانیه و سرعت نامی ۱۵ متر بر ثانیه فرض شده است.

۲-۲-۲- مولد خورشیدی^۴ (PV)

تابش نور خورشید و مشخصات پانل‌های خورشیدی تأثیر زیادی در توان خروجی مولد خورشیدی دارد. برخلاف آنچه به نظر می‌رسد، تابش خورشیدی به طور زیادی دارای عدم قطعیت است که یک تابع از عوامل مختلفی از جمله شرایط زیست‌محیطی، ساعات مختلف روز، ماه، فصل و جهت‌گیری ژنراتور سلول‌های خورشیدی به تابش خورشید است. تابع چگالی احتمال تابش خورشیدی توسط تابع توزیع بتا مدل شده است.

$$f(R) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} R^{\alpha-1} (1-R)^\beta \quad (4)$$

توان خروجی مولد خورشیدی به تابش خورشید وابسته است؛ از این به عنوان یک تابع از تابش به صورت زیر بیان می‌شود:

برای یک سال اتفاق می‌افتند. بنابراین، رفتار بارهای سیستم قدرت دارای یک الگوی مکرر در طول شرایط عادی است. مدل بار زمان‌های مختلف را می‌توان با استفاده از داده‌های تاریخی به دست آورد. در این بررسی برای ساخت یک مدل بار اطلاعات به صورت عامل وزن ماهانه و ساعتی مدل شده‌اند. شکل‌های ۱-۳ به ترتیب منحنی ساعتی، منحنی ماهانه و بار پیک هر باس شبکه را نشان می‌دهند. معادله (۱) را می‌توان برای یافتن بار پیش‌بینی شده برای نقطه بار در هر زمان دلخواه استفاده کرد [۳۱].

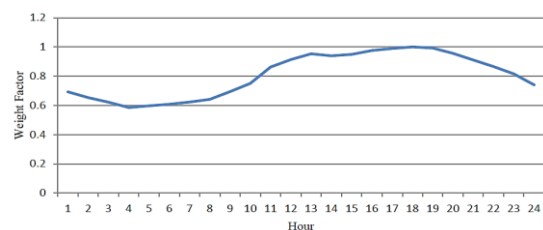
$$L_i(t) = w(h) * w(m) * L_p(i)$$

$w(h)$ ضریب وزنی ساعتی

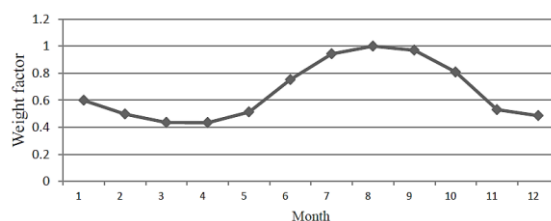
$w(m)$ ضریب وزنی ماهانه

$L_p(i)$ بار پیک شبکه

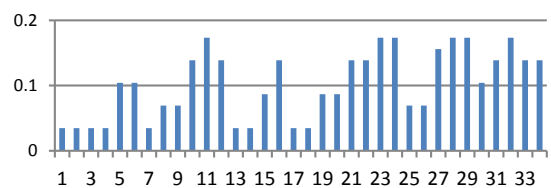
(۱)



شکل ۱: منحنی ضریب ساعتی بار



شکل ۲: منحنی ضریب ماهانه بار



شکل ۳: مقدار بار پیک در هر باس

به منظور مدل‌سازی دقیق‌تر بارهای سیستم به دو نوع بااهمیت و معمولی تقسیم‌بندی شده‌اند که به ترتیب ۳۰ و ۷۰ درصد کل بار را تشکیل می‌دهند. یکی دیگر از مزیت‌های این کار این است که می‌توان در زمان عملکرد جزیره‌ای در صورت برابر نبودن بار و تولید مقداری از بارهای معمولی را حذف کرد.

۲-۲-۲- تولیدات

برای شبیه‌سازی یک ریزشکه، سیستم باید شامل تولیدات پراکنده باشد که بتوان در صورت قطع آن از شبکه اصلی نیز بخشی از بارها را تأمین شود، تولیدات پراکنده از انواع مختلف برای جامعیت دادن به

برای مدل‌سازی شبکه توزیع که تمام شرایط یک گراف را دارد از گراف وزن‌دار استفاده می‌شود که جهت ناحیه بندی این گراف و شبیه‌سازی دقیق‌تر سیستم توزیع وزن‌های هر یال همان توان ظاهری خطوط هستند که از زیر برنامه پخش بار به‌دست می‌آیند. بعد از تشکیل این گراف و به‌دست آوردن ماتریس متناظر برای حل مسئله ناحیه بندی چند گراف دیگر مورد نیاز است که به‌شرح زیر تعریف می‌شوند:

ماتریس درجه D گراف G به این صورت تعریف می‌شود که همه درایه‌های غیر قطر اصلی صفر هستند و درایه‌های قطر اصلی از جمع درایه‌های هر سطر از ماتریس W به‌دست می‌آیند.

$$D=[d_{ij}] \quad i=1,\dots,n \quad j=1,\dots,n$$

$$d_{ij} = \sum_{k=1}^n w_{ik} \quad i=j \quad \text{اگر یالی بین رأس‌های } i \text{ و } j \text{ باشد}$$

$$d_{ij} = 0 \quad i < j \quad \text{در غیر این صورت}$$

ماتریس لاپلاسیان گراف G که یک ماتریس متقارن است به‌صورت $L=D-W$ تعریف می‌شود. واضح است که جمع هر سطر این ماتریس برابر با صفر است، بنابراین یک مقدار ویژه صفر دارد. از طرفی چون ماتریس L مثبت نیمه‌معین است سایر مقادیر ویژه آن مقدار حقیقی هستند. این ماتریس حاوی اطلاعات مهمی از پیکربندی گراف G است که در اینجا جهت ناحیه‌بندی از آن استفاده شده است [۳۵].

مسئله پیدا کردن یک ناحیه از مجموعه‌ای رئوس $P=\{P_1, \dots, P_k\}$ برای k بر اساس وزن یال‌ها است. ناحیه‌بندی مبتنی بر طیف استخراجی یا همان مقادیر و بردارهای ویژه ماتریس متناظر با گراف سیستم همه k ناحیه را به‌طور همزمان با استفاده از تمام اطلاعات موجود در بردار ویژه‌ها در اختیار قرار می‌دهد.

بعد از مرتب کردن مقادیر ویژه به‌صورت صعودی $\lambda_1, \dots, \lambda_k$ مقدار ویژه کوچک‌تر و x_1, \dots, x_k بردارها ویژه متناظر با این مقادیر ویژه هستند. با کنار هم قرار دادن این بردارهای ویژه بردار X با ابعاد $n \times k$ به‌دست می‌آید که برای تشکیل ماتریس ناحیه بندی P به‌شرح زیر از آن استفاده می‌شود:

$$P=ZXX^T Z \quad (۶)$$

که Z ماتریس قطری با درایه‌های زیر و x_{ih}^2 درایه‌های ماتریس X است [۳۶].

$$z_{ij} = \frac{1}{\sqrt{\sum_{h=1}^k x_{ih}^2}} \quad (۷)$$

درایه‌های ماتریس P_{ij} در رابطه (۶) کسینوس زاویه بین دو بردار سطر i و j است و نشان‌دهنده نزدیکی رئوس به یکدیگر است. اولین رأس به‌طور تصادفی انتخاب می‌شود به‌عنوان مرز اولین ناحیه (برای مثال رأس $C1$) در نظر گرفته شود. برای پیدا کردن رأس دوم، مقدار

$$P_{PV}(R) = \begin{cases} P_{r,PV} \frac{R^2}{R_{STD} R_c} & 0 \leq R \leq R_c \\ P_{r,PV} \frac{R}{R_{STD}} & R_c \leq R \leq R_{STD} \\ P_{r,PV} & R_{STD} \leq R_c \end{cases} \quad (۵)$$

که R تابش خورشیدی، R_c نقطه تابش خاص با اندازه 150 ، R_{STD} تابش خورشیدی در شرایط استاندارد معمولاً 1000 وات بر مترمربع، $P_{r,PV}$ توان نامی و P_{PV} توان تولیدی برحسب کیلووات هستند [۳۴].

۳-۲- تولیدات با توان خروجی ثابت

تولیدات پراکنده با توان خروجی ثابت در شبکه‌های توزیع به‌طور گسترده‌ای استفاده می‌شود. قدرت خروجی این منابع قابل پیش‌بینی است. بنابراین، برای برنامه‌ریزی شبکه مدل توان آن‌ها ساده است و بستگی به ساعت عملیات دارد. در این مطالعه، از سلول سوختی^۵ (FC) استفاده شده و مدل توان خروجی به‌صورت توان ثابت در نظر گرفته می‌شود.

۳- ناحیه‌بندی شبکه به روش گراف

برای رسیدن به اهداف ذکر شده ناشی از تقسیم‌بندی و تبدیل یک شبکه توزیع سنتی به ریزشبکه‌های شامل تولیدات پراکنده از روش گراف که در ادامه توضیح داده شده، استفاده می‌شود.

۳-۱- نظریه گراف و ناحیه‌بندی سیستم

مسئله ناحیه‌بندی یک گراف $G=(V,e)$ که شامل n رأس $V=(v_1, v_2, \dots, v_n)$ و یال‌های $e=(v_i, v_j)$ آن می‌شود. یال‌های یک گراف ممکن است وزن‌دار هم باشند که گراف وزن‌دار موسوم است. مفهوم گراف وزن‌دار، که در آن به هر یک از یال‌ها یک عدد به‌عنوان وزن آن اختصاص داده می‌شود، در بسیاری از کاربردها مورد استفاده قرار گرفته است و توسط ماتریس W که شبیه ماتریس همسایگی A با ابعاد $n \times n$ برای گراف G است با رابطه زیر بیان می‌شود:

$$A=[a_{ij}] \quad i=1,\dots,n \quad j=1,\dots,n$$

اگر یالی بین رأس‌های i و j وجود داشته باشد $a_{ij}=1$
در غیر این صورت $a_{ij}=0$

جهت تشکیل ماتریس W نیز به‌صورت آنچه برای ماتریس همسایگی A انجام شد عمل می‌شود با این تفاوت که به‌جای عدد یک وزن آن یال قرار داده می‌شود. بنابراین:

$$W=[w_{ij}] \quad i=1,\dots,n \quad j=1,\dots,n$$

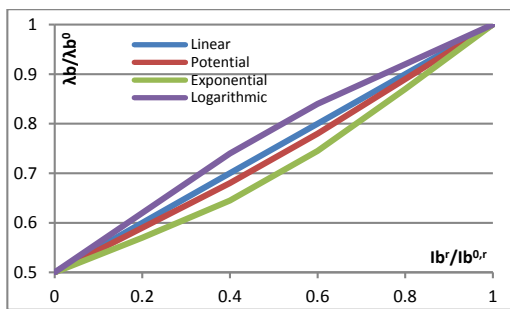
اگر یالی بین رأس‌های i و j باشد $w_{ij} = \text{weight of edge between } i, j$
در غیر این صورت $w_{ij} = 0$

در اینجا، فرض بر این است که شاخه b دارای مؤلفه جریان راکتیو اولیه $(I_b^r = I_b^{0,r})$ و نرخ خطای λ_b^0 است. پس از جبران‌سازی، مؤلفه جریان راکتیو این شاخه صفر خواهد شد و نرخ خطا به λ_b^f تغییر می‌کند. مدل‌سازی ریاضی در رابطه (۹) آمده است:

$$\begin{cases} I_b^r = I_b^{0,r} \Rightarrow \lambda_b = \lambda_b^0 \\ I_b^r = 0 \Rightarrow \lambda_b = \lambda_b^f \end{cases} \quad (9)$$

$$\forall b \in Sb \quad Sb = \{1, \dots, \text{Number of branches}\}$$

برای ارزیابی تأثیر جبران مؤلفه توان راکتیو جریان بر نرخ خرابی ۴ تابع ریاضی شامل توابع خطی، توانی، نمایی و لگاریتمی را می‌توان در نظر گرفت. مقادیر ثابت این توابع (A, B) با استفاده نتایج آزمایش‌ها به دست می‌آیند. در این مطالعه، فرض شده است جبران مؤلفه توان راکتیو جریان به صورت کامل نرخ شکست فیدر را حداکثر ۵۰٪ کاهش می‌دهد [۳۹]. منحنی‌های نرمالیزه شده نرخ شکست فیدر در برابر مقدار نرمالیزه شده مؤلفه توان راکتیو جریان در شکل ۴ نشان داده شده است.



شکل ۴: منحنی‌های میزان خرابی شاخه (pu) در برابر مؤلفه راکتیو جریان (pu)

در اینجا از تابع خطی برای مدل‌سازی نرخ خطا استفاده شده است در صورتی که سایر توابع نیز به راحتی قابل اعمال به مسئله هستند. بعد از مدل‌سازی تأثیر توان راکتیو بر روی شاخص اولیه (نرخ خرابی) قابلیت اطمینان جهت برنامه‌ریزی توان راکتیو و راکتیو نیازمند بررسی چند شاخص تکمیلی هستیم، برای این منظور از شاخص‌های انرژی تأمین‌نشده و وارساعت تأمین‌نشده ناشی از کمبود توان راکتیو و راکتیو به شرح زیر استفاده شده است [۴۰]:

$$ENS_P = \sum_{i=1}^{nc} LC_{P(i)} \cdot \lambda_i \quad (10)$$

$$ENS_Q = \sum_{i=1}^{nc} LC_{Q(i)} \cdot \lambda_i \quad (11)$$

$$VNS_P = \sum_{i=1}^{nc} QC_{P(i)} \cdot \lambda_i \quad (12)$$

$$VNS_Q = \sum_{i=1}^{nc} QC_{Q(i)} \cdot \lambda_i \quad (13)$$

λ_i در دسترس نبودن سالیانه نقطه بار i^e

nc تعداد پیشامدها

$QC_{P(i)}, LC_{P(i)}$ مقدار بار اکتیو و راکتیو تأمین‌نشده به علت کمبود توان اکتیو

حداقل P_{ic1} به‌ازای $i = 1, \dots, n$ محاسبه می‌شود. برای یافتن مرز مناطق دیگر، از رابطه زیر استفاده می‌شود:

$$Min Y = P_{ic1} + P_{ic2} + \dots + P_{ick} \quad (8)$$

به‌طور کلی در گراف وزن‌دار نواحی با توجه به همبستگی که میان آن‌ها وجود دارد انتخاب می‌شوند که این موضوع ناشی از استفاده از مقادیر ویژه و ماتریس لاپلاسیان گراف است. در یک شبکه توزیع که تمام شرایط مدل‌سازی توسط یک گراف را دارا است، وزن یال‌ها همان توان ظاهری عبوری از خطوط در نظر گرفته شده است، که بتوان تأثیر جابجایی بهینه تولیدات پراکنده را در ناحیه‌بندی دید و علاوه بر بهینه‌سازی که توسط نظریه گراف‌های وزن‌دار انجام می‌شود بتوان با توجه به توان ظاهری عبوری از خطوط بهترین نواحی را انتخاب کرد. به‌منظور انتخاب نواحی با استفاده از روش گراف، در ابتدا یک باس به‌عنوان مرز ناحیه اول در نظر گرفته می‌شود و سایر نواحی با استفاده از ماتریس P (ماتریس نزدیکی) نسبت به آن باس به دست می‌آیند. حال با تغییر باس انتخابی اول در ناحیه اول دریا‌های متناظر با این باس در ماتریس P از نقطه‌نظر نزدیکی تغییر کرده و مرز نواحی دیگر نیز نسبت به آن تغییر خواهند کرد. علاوه بر این با توجه به توپولوژی شبکه برای هر سیستم تعداد نواحی از یک مقدار مشخص که در شبیه‌سازی به دست می‌آید تجاوز نمی‌کند. یعنی چون شبکه محدود است با تغییر باس ابتدا هر تعداد تقسیم‌بندی حاصل نمی‌شود.

۴- ارزیابی قابلیت اطمینان و شاخص‌های پیشنهادی

با توجه به هدف مقاله در بهبود توان راکتیو شبکه در مرحله برنامه‌ریزی، در ابتدا تأثیر توان راکتیو بر روی پارامترهای قابلیت اطمینان بررسی می‌شود و سپس ۴ شاخص قابلیت اطمینان شامل انرژی تأمین‌نشده و وارساعت تأمین‌نشده ناشی از کمبود توان اکتیو و راکتیو با در نظر گرفتن توان راکتیو ارائه و برای تشکیل یک شاخص واحد با هم ترکیب خواهند شد.

تأمین توان راکتیو به‌صورت محلی در یک سیستم قدرت باعث می‌شود مؤلفه توان راکتیو جریان عبوری از خطوط نسبتاً جبران شده و در نتیجه، اندازه جریان کاهش یابد. کاهش اندازه جریان، تلفات توان اکتیو و راکتیو که متناسب با مربع جریان است و همچنین درجه حرارت فیدر را کاهش خواهد داد. درجه حرارت بالای فیدر اثرات مخربی بر روی فیدر مانند خم شدن خطوط هوایی و مشکل مستهلک شدن سریع عایق در کابل زیرزمینی را به دنبال خواهد داشت [۳۷، ۳۸]. بنابراین، بعد از جبران محلی توان راکتیو، اثرات مخرب درجه حرارت بالا در خطوط هوایی و کابل زیرزمینی تعدیل می‌شود.

بر اساس مرجع [۳۹]، طول عمر انتظاری مواد عایق به‌صورت نمایی با افزایش درجه حرارت کاهش می‌یابد. در نتیجه، پس از قرار دادن بهینه منابع توان راکتیو، نرخ خرابی فیدر (λ) کاهش یافته و سطح قابلیت اطمینان شبکه توزیع افزایش خواهد یافت [۳۹].

تولید در آن ریزشبهه همیشه بیش‌تر از بار بوده و شاخص‌های ریزشبهه بالادست هیچ اثر بر روی قابلیت اطمینان آن ریزشبهه ندارند. روند کلی ارزیابی قابلیت اطمینان شامل مراحل زیر است:

مرحله (۱) وارد کردن اطلاعات شبکه و اجزاء آن مانند داده‌های قابلیت اطمینان و پارامترهای شبکه.

مرحله (۲) محاسبه مقدار توان راکتیو جبران شده محلی و مقدار جدید نرخ خرابی فیدرها.

مرحله (۳) اگر P_i بزرگ‌تر از P_{di} باشد، الگوریتم به مرحله بعد رفته و در غیر این صورت، اختلاف تولید و بار اکتیو و راکتیو متناسب در تمام باس‌ها محاسبه شده و به‌روزرسانی ENS_p و VNS_p انجام می‌شود.

مرحله (۴) اگر Q_i بزرگ‌تر از Q_{di} باشد، الگوریتم به مرحله بعد رفته و در غیر این صورت، اختلاف تولید و بار اکتیو و راکتیو متناسب در تمام باس‌ها محاسبه شده و به‌روزرسانی ENS_Q و VNS_Q انجام می‌شود.

مرحله (۵) محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم.

مرحله (۶) کمبود توان اکتیو و راکتیو توسط مسئله برنامه‌ریزی با انتخاب محل و نوع تولیدات پراکنده جبران می‌شود تا زمانی که شاخص‌ها به حداقل مقدار خود برسند.

مرحله (۷) اگر تمام شرایط در نظر گرفته‌شده، الگوریتم به مرحله بعد رفته، در غیر این صورت، به مرحله ۳ برای حالت بعدی می‌رود.

مرحله (۸) چاپ نتایج.

۵- مدل‌سازی ریاضی تابع هدف

برنامه‌ریزی یک مسئله بهینه‌سازی ترکیبی، غیرخطی در مقیاس بزرگ است که می‌تواند با رابطه کلی زیر بیان شود:

$$\min F = [f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x,)]^T \quad (18)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} g_i(X) < 0 & i = 1, 2, \dots, N_{\text{ueq}} \\ h_i(X) = 0 & i = 1, 2, \dots, N_{\text{eq}} \end{cases}$$

F تابع هدف، $g_i(x)$ قیود مساوی و $h_i(x)$ مربوط به قیود نامساوی است.

۵-۱- تابع هدف

برای حل مسئله برنامه‌ریزی توابع هدف مختلف و یا ترکیبی از چند تابع هدف به صورت چندهدفه را می‌توان در نظر گرفت. ۳ تابع هدف در بهینه‌سازی در نظر گرفته شده است که عبارت‌اند از:

- (۱) هزینه‌ها
- (۲) کاهش تلفات خط سیستم.
- (۳) شاخص‌های قابلیت اطمینان

(۱) هزینه‌ها

تمامی هزینه‌های توسعه سیستم شامل ۲ عبارت می‌باشد: هزینه‌های ثابت (احداث واحدهای جدید تولیدات پراکنده و منابع توان راکتیو و هزینه به‌روز کردن فیدرهای جدید) و هزینه‌های متغیر (هزینه تعمیر و نگهداری و بهره‌برداری از سیستم که این هزینه اساساً به بار وابسته

مقدار بار اکتیو و راکتیو تأمین‌نشده به‌علت کمبود توان راکتیو $QC_{Q(i)}, LC_{Q(i)}$

انرژی تأمین‌نشده ناشی از کمبود توان اکتیو و راکتیو ENS_p و ENS_Q

Var ساعت تأمین‌نشده ناشی از کمبود توان اکتیو و راکتیو VNS_p و VNS_Q

۴-۱- عملکرد ریزشبهه‌ای

برای یک سیستم توزیع شامل چند ریزشبهه با منابع تولید پراکنده، لازم است که شاخص انرژی تأمین‌نشده مجدداً محاسبه شود. برای ارزیابی شاخص‌های قابلیت اطمینان، هر ریزشبهه به‌عنوان یک بخش مجزا شامل یک گروه از اجزا در نظر گرفته می‌شود. با چنین طراحی، در صورت بروز خطا در ریزشبهه، همان قسمت خاموش شده و از بقیه سیستم جدا می‌شود. این خطا سبب قطع ریزشبهه پایین دست می‌شود؛ مگر در صورتی که تولید پراکنده به اندازه کافی در سایر ریزشبهه‌ها برای تأمین بارها وجود داشته باشد. در مرحله طراحی برای به حداقل رساندن خاموشی‌ها، انرژی تأمین‌نشده ریزشبهه که برابر با مقدار پایه به‌علاوه مقدار انرژی تأمین‌نشده ناشی از عدم هماهنگی بار و تولید است. به‌عبارت دیگر، علاوه بر مقدار انرژی تأمین‌نشده ریزشبهه مقدار عدد مثبتی با آن به‌عنوان ضریب جریمه جمع می‌شود. بنابراین، انرژی تأمین‌نشده و مقدار وارساعت تأمین‌نشده برای ریزشبهه می‌تواند به‌صورت زیر محاسبه شود [۴۱]:

$$ENS_{P_MG} = ENS_{P_MG|self} + (1 - p_{MG}) \times \sum_{i=1}^{us} ENS_{P_i} \quad (14)$$

$$ENS_{Q_MG} = ENS_{Q_MG|self} + (1 - p_{MG}) \times \sum_{i=1}^{us} ENS_{Q_i} \quad (15)$$

$$EVS_{P_MG} = EVS_{P_MG|self} + (1 - p_{MG}) \times \sum_{i=1}^{us} EVS_{P_i} \quad (16)$$

$$EVS_{Q_MG} = EVS_{Q_MG|self} + (1 - p_{MG}) \times \sum_{i=1}^{us} EVS_{Q_i} \quad (17)$$

که زیرنویس $self$ نشان دهنده شاخص ریزشبهه بدون در نظر گرفتن سایر بخش‌های سیستم است. us تعداد ریزشبهه‌های بالادستی ریزشبهه موردنظر است. عدد p_{MG} احتمال بخشی از سال است که تولید در آن ریزشبهه بیش از بار باشد و با استفاده از حالات احتمالاتی تولید-بار محاسبه شده است. با فرض این که مقدار تابش خورشیدی و سرعت باد حالات مستقل هستند، احتمال هر ترکیبی از بار و تولید با استفاده از کانونولوشن دو احتمال به‌دست می‌آید. بنابراین، تعداد $(4 \times 24 \times 13 \times 13 = 16224)$ حالت برای یک سال شامل حالات تولیدات خورشیدی و بادی و بار ۲۴ ساعته در ۴ فصل مختلف خواهیم داشت. به‌عبارتی اگر p صفر باشد تولید هرگز بیش‌تر از بارهای ریزشبهه نیست و شاخص محاسبه‌شده برای ریزشبهه جمع شاخص ریزشبهه و همه ریزشبهه‌های بالادست است. اگر یک باشد بدان معنی است که یعنی

با ترکیب چهار شاخص به صورت زیر یک شاخص هزینه برای انرژی تأمین نشده به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$ECOST = \sum_{i=1}^{nl} IEAR_i \times ENS_{pi} + \sum_{i=1}^{nl} IEAR_i \times ENS_{Qi} + \sum_{i=1}^{nl} IEAR_i \times EVS_{pi} + \sum_{i=1}^{nl} IEAR_i \times EVS_{Qi} \quad (28)$$

۵-۲- قیود مسئله

قیودی که در مسئله برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت سیستم توزیع قدرت وجود دارند به صورت زیر هستند [۴۶]:

۱- قیود بار: عبارت‌اند از معادلات پخش توان اکتیو و راکتیو که همان معادلات مرسوم پخش بار می‌باشند و برای هر سطح باری در شبکه قدرت باید برقرار باشند.

$$\sum P_{DG} \pm \sum P_{DESRS} - \sum P_{Load} = \sum_{t,i} \sum_{j=1}^{Nbus} V_{t,j} (G_{i,j} * \cos \theta_{ij} + B_{i,j} * \sin \theta_{ij}) \quad \forall j,t \quad (29)$$

$$\sum Q_{DG} \pm \sum Q_{DESRS} - \sum Q_{Load} = \sum_{t,i} \sum_{j=1}^{Nbus} V_{t,j} (G_{i,j} * \cos \theta_{ij} - B_{i,j} * \sin \theta_{ij}) \quad \forall j,t \quad (30)$$

۲- قیود بهره‌برداری: این قیود بیش‌تر به مسائل فیزیکی و ظرفیت عناصر شبکه قدرت بر می‌گردد که عبارت‌اند از:

حدود جریان خط -

$$|S_{ij}| = |V_i^2 G_{ij} - V_i V_j (G_{ij} * \cos \theta_{ij} + B_{i,j} * \sin \theta_{ij})| \leq S_{ij}^{MAX} \quad (31)$$

حدود تغییرات اندازه ولتاژ -

$$V_i^{MIN} \leq V_i \leq V_i^{MAX} \quad i = 1,2,3,\dots,N \quad (32)$$

محدودیت تولید توان‌های اکتیو و راکتیو ژنراتورها -

$$P_{DGi}^{MIN} \leq P_{DGi} \leq P_{DGi}^{MAX} \quad (33)$$

$$Q_{DGi}^{MIN} \leq Q_{DGi} \leq Q_{DGi}^{MAX}$$

۳- قید ظرفیت DG: بر اساس [۴۷] برای یک بهره‌برداری از حالت جزیره‌ای یک ریزش‌بکه، سطح نفوذ واحدهای DG با خروجی غیر احتمالاتی باید حداقل از ۶۰٪ از تقاضای کل بار در زمان جزیره شدن، بیش‌تر باشد. در این پژوهش، فرض بر این است که سلول‌های سوختی تولیدات غیر احتمالاتی هستند. بنابراین، شرط لازم برای عملیات موفقیت‌آمیز در هر ریزش‌بکه عبارت است از:

$$0.6 \times P_{Li} \leq P_{FCi} \quad (34)$$

در یک سیستم توزیع با واحدهای بزرگ DG، توان معکوس به سیستم قدرت از طریق ترانسفورماتور پست‌های صورت می‌گیرد. این جریان معکوس، افزایش تلفات و گرم شدن بیش از حد فیدر را به دنبال دارد؛ بنابراین، شبکه دارای حق خاصی در محدود کردن خروجی DG تا ۶۰٪ از توان نامی پست را دارد [۴۸].

پست‌های موجود منابع توانی هستند که می‌توانند توان را در قیمت متغیر داده‌شده که سقف آن تعیین شده است، تغذیه کنند. تابع هزینه در معادلات زیر تشریح شده است:

$$Cost_{total} = C_{FC} + C_{WT} + C_{PV} + C_{MS} + C_Q \quad (19)$$

• هزینه سلول سوختی (FC) [۴۲]

$$C_{FC,i} = 0.04 \$ kWh^{-1} \times \frac{P_{FC,i}}{\eta_i} \quad (20)$$

$$PLR_i = \frac{P_{g,i}}{P_{max,i}} \quad (21)$$

$$\begin{cases} \text{if } PLR_i < 0.05 \Rightarrow \eta_i = 0.2716 \\ \text{if } PLR_i \geq 0.05 \Rightarrow \eta_i = 0.2716 PLR_i^5 - 2.9996 PLR_i^4 + 3.6503 PLR_i^3 - 2.0704 PLR_i^2 + 0.3747 \end{cases}$$

• هزینه توربین بادی (WT) و سلول خورشیدی (PV) [۴۳]

$$C_{PV,i} = a + b \times P_{PV,i} \quad (22)$$

$$C_{WT,i} = a + b \times P_{WT,i} \quad (23)$$

$$a = \frac{Capital \cos t (\$kW^{-1}) * Capacity (kW) * Gr}{Lifetime (Year) * 365 * 24 * LF}$$

$$b = Fuel \cos t (\$kW^{-1}) + O \& M Cost (\$kW^{-1})$$

• هزینه توان خریداری شده از شبکه اصلی (MS) ^۷

$$C_{MS} = price.P_{MS} \quad (24)$$

• هزینه نصب منابع توان راکتیو (Q)

این هزینه نیز شامل یک هزینه ثابت و یک هزینه متغیر به صورت زیر است [۴۴]:

$$C_Q = \sum_{i=1}^{mc} f_{c,i} + C_i Q_i \quad (25)$$

۲) تلفات خط

هدف به حداقل رساندن تلفات خط سیستم پس از نصب و تزریق توان DG به شبکه توزیع است. برای این تابع هدف داریم:

$$P_{Loss} = \sum_{i=1}^{Nbr} R_i * |I_i|^2 \quad (26)$$

۳) قابلیت اطمینان

هزینه انتظاری قطع مشتری^۸ (ECOST) در این مقاله به صورت زیر محاسبه می‌شود [۴۵]:

$$ECOST = \sum_{i=1}^{nl} IEAR_i . ENS_i \quad (27)$$

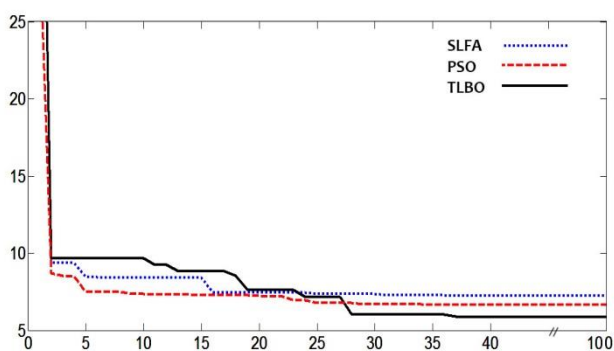
که تعداد انواع بار، IEAR نرخ ارزیابی قطع انرژی بر حسب دلار بر کیلووات ساعت و ENS تأمین‌نشده است که در این فرمول با ۴ شاخصی که قبلاً تعریف شده بود قابل جایگزینی است.

می‌شود. در حالت متصل به شبکه با توجه به هزینه تولید تولیدات پراکنده و انرژی خریداری شده بهره‌برداری از آن‌ها مشخص می‌شود.

• بهبود قابلیت اطمینان بالقوه ریزشکبه ناشی از آزادسازی ظرفیت خطوط در این مقاله در نظر گرفته شده است.

۶- روش حل مسئله و الگوریتم بهینه‌سازی

روش‌های بهینه‌سازی هیوریستیک^۱ از مفهوم تکامل در طبیعت الهام گرفته شده‌اند. این روش‌ها برای حل مسائل با توابع هدف بزرگ و پیچیده به‌ویژه در سیستم قدرت به دلیل غیرخطی و پیچیده بودن مسائل در آن مناسب هستند. الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO)^{۱۰} به‌عنوان یک روش نسبتاً قدیمی که در بسیاری از مسائل استفاده شده و عملکرد قابل‌قبولی دارد، الگوریتم جهش قورباغه (SLFA)^{۱۱} [۴۹] و الگوریتم آموزش و یادگیری (TLBO)^{۱۲} [۵۰] به‌عنوان دو روش جدیدتر، در این مقاله برای انتخاب بهترین آن‌ها تست شده‌اند. روند بهینه‌سازی در این الگوریتم‌ها با یک جمعیت در فضای جستجو شروع می‌شود، اما در تولید جمعیت جدید و همگرایی در مسائل مختلف متفاوت هستند. محاسبات و جهش‌ها بیش‌تر باعث شده است که دو الگوریتم جدیدتر مشکل به دام افتادن در مینیمم محلی را شبیه PSO نداشته باشند. در این پژوهش برای به دست آوردن بهترین جواب به یک الگوریتم اکتفا نشده و روش TLBO و دو الگوریتم دیگر به مسئله چندین بار اعمال شده‌اند و TLBO بهترین جواب را به همراه داشت. لازم به ذکر است که این الگوریتم از نقطه نظر سرعت از دو الگوریتم دیگر کندتر بوده ولی جواب دقیق‌تر حاصل می‌شود. از آنجا که در مرحله برنامه‌ریزی سرعت اهمیت چندانی ندارد و مانند مسئله بهره‌برداری محاسبات به صورت بلادرنگ انجام نمی‌شود، این الگوریتم مورد استفاده قرار گرفته است. شکل ۵ توابع هدف برای تمامی الگوریتم‌های ذکر شده را نشان می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود، TLBO بهترین عملکرد را در همگرایی و یافتن نقطه بهینه دارد، بنابراین روش چندهدفه بر مبنای این الگوریتم پیاده‌سازی شده است.



شکل ۵: روند همگرایی سه الگوریتم

۱-۶ الگوریتم حل مسئله

الگوریتم آموزش و یادگیری توسط راتو در سال ۲۰۱۲ ارائه شده است. این الگوریتم بر اساس اصول یادگیری و آموزش معلم و دانش‌آموزان

$$\sum_{i=1}^{N_{DG}} P_{DG_i} \leq 0.6 \times P_{rated_tr} \quad (35)$$

۳-۵ فرض‌های مسئله

در این مقاله مولدهای خورشیدی، توربین بادی و سلول سوختی به‌عنوان واحدهای DG در نظر گرفته شده‌اند. هزینه سرمایه‌گذاری و سایر داده‌های مسئله در جدول ۱ ارائه شده است. هزینه خریداری انرژی از شبکه سراسری ۰/۲ دلار بر کیلووات در افق برنامه‌ریزی یک سال است. هزینه ثابت نصب منبع توان راکتیو (fci) ۱۰۰۰ دلار و هزینه متغیر تأمین توان راکتیو (ci) ۳۰ دلار بر کیلووات در نظر گرفته شده است.

جدول ۱: داده‌های هزینه تولیدات پراکنده

	WT	PV	FC
هزینه سرمایه‌گذاری (\$kW ⁻¹)	۱۵۰۰	۶۶۷۵	-
ظرفیت (kW)	۷۵۰	۶۰۰	۱۰۰۰
نرخ سالانه سود	۱	۱	-
طول عمر (Year)	۲۰	۲۰	-
ضریب توان	۱	۱	متغیر
هزینه سوخت (\$kWh ⁻¹)	۰	۰	-
هزینه تعمیر و نگهداری (\$kWh ⁻¹)	۰/۰۰۵	۰/۰۰۵	-

مشخصات بار مصرف‌کنندگان و نرخ ارزیابی قطع انرژی در جدول ۲ نشان داده شده است.

جدول ۲: داده‌های اولیه بار شبکه

نوع بار	مقدار	درصد	IEAR
بااهمیت (Active)	۵/۲۱ MW	٪۷۰	۲۰۰۰ (\$/kWh)
معمولی (Active)	۲/۲۳ MW	٪۳۰	۵۰۰ (\$/kWh)
بااهمیت (Reactive)	۱/۰۴ MVar	٪۷۰	۲۰۰ (\$/KVarh)
معمولی (Reactive)	۰/۴۴ MVar	٪۳۰	۲۰ (\$/KVarh)

سایر فرض‌های مسئله عبارت است از:

• برای موفقیت‌آمیز بودن عملکرد ریزشکبه باید حداقل ۶۰ درصد بار توسط تولیدات غیر احتمالاتی تأمین شود که به صورت قید لحاظ شده است.

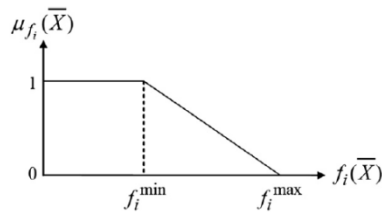
• واحدهای DG تجدیدپذیر با ضریب قدرت واحد بهره‌برداری می‌شوند [۴۶].

• هیچ گزینه ذخیره‌سازی انرژی وجود ندارد، بنابراین در صورت لزوم منابع غیرتجدیدپذیر بر اساس نیاز بار تنظیم می‌شوند یعنی هیچ مقدار مازادی مجاز نیست. این استراتژی تنها در طول عملکرد جزیره اعمال می‌شود. با این حال، در حالت متصل به شبکه، صاحب‌امتیاز DG برای تزریق قدرت تولیدشده به سیستم از برنامه مورد نظر استفاده می‌کند.

• در صورت بروز خطا در بالادست استراتژی قطع بار تنها در حالت جزیره‌ای با اولویت بارها انجام می‌شود؛

• همه بارهای شبکه با ضریب قدرت ثابت در نظر گرفته شده‌اند.

• در مرحله برنامه‌ریزی با توجه به هزینه‌های خرید انرژی و هزینه نصب تولیدات پراکنده مقدار تولید انرژی در داخل ریزشکبه مشخص



شکل ۶: توابع عضویت

پس از تعریف توابع عضویت، تصمیم‌گیرنده می‌تواند مقدار مناسب در محدوده $[0, 1]$ را برای μ_{ri} انتخاب نماید $(i=1, 2, \dots, p)$ که p تعداد توابع هدف است و با این روش تمامی جواب‌های پارتو به دست خواهند آمد. تصمیم‌گیرنده می‌تواند تأثیر یک هدف را افزایش یا کاهش دهد و همه جواب‌های ممکن در مسئله چندهدفه را با استفاده از تغییر μ_{ri} به دست آورد و در پایان با روش گفته شده در (۳۹) بهترین را انتخاب کند.

$$f(\bar{X}) = \min_{X \in \theta} \left\{ \max_{i=1, \dots, n} |\mu_{ri} - \mu_{fi}(\bar{X})| \right\} \quad (39)$$

که θ مجموعه جواب‌های غیرغالب و μ_{fi} تابع عضویت نام است و مقدار عضویت مرجع است. اگر تأثیر یک تابع هدف برای طراح بیش‌تر باشد می‌تواند با کاهش مقدار μ_{ri} مقدار تابع هدف مذکور را به جواب مینیمم نزدیک‌تر کرده و در میان جواب‌های به دست آمده این تابع هدف به مقدار مینیمم نهایی (که با تک‌هدفه حل کردن مسئله تنها با این تابع به دست خواهد آمد) نزدیک‌تر می‌شود. هر چند این کار موجب افزایش مقدار سایر توابع هدف از مقدار بهینه نهایی آن‌ها می‌شود. بنابراین طراح می‌تواند یک مصالحه بین جواب‌های ممکن با در نظر گرفتن خواسته‌های خود ایجاد نماید (شبهه روش ضرایب وزنی) [۴۹].

۷- سیستم مورد مطالعه و نتایج

در سیستم توزیع ۳۴ باس استاندارد، با تقاضا ۶/۴۵۶ مگاوات برای ارزیابی روش پیشنهادی به اتخاذ شده است. ولتاژ و توان ظاهری مینا انتخابی برای کل تجزیه و تحلیل ۱۲/۶۶ کیلوولت و ۱۰۰ مگاوات‌آمپر است.

در این مقاله، روش پخش بار جاروب رفت و برگشتی پایه به منظور در نظر گرفتن واحدهای تولید پراکنده اصلاح شده است. به منظور پیاده‌سازی روش پیشنهادی در ابتدا تعداد، نوع، اندازه و مکان واحدهای تولیدات پراکنده و منابع توان راکتیو به دست آمده و لازم به ذکر است که مقدار ظرفیت منابع به دست آمده تا حدودی برای عملی‌تر شدن نتایج با ظرفیت‌های نزدیک به آن گرد شده است. از آنجا که مسئله ناحیه‌بندی توسط گراف برای دست آوردن مرزهای نواحی برای نصب کلید قدرت وابسته به انتخاب اولیه طراح شبکه است، همه حالات ممکن مورد بررسی قرار گرفته است که با توجه به توپولوژی شبکه نمی‌توان آن را به بیش از ۴ ناحیه تقسیم کرد. نتایج در ۳ سناریو ارائه خواهد شد.

طراحی شده است و با استفاده از یادگیری و یاددهی به بهینه‌سازی مسائل مختلف می‌پردازد. معلم در کلاس نقش مهمی دارد و می‌تواند با طرز بیان خوب خود به بالا بردن سطح دانش‌آموزان کمک نماید و میانگین سطح کلاس را بالا ببرد. الگوریتم *TLBO* بر اساس تأثیر یک معلم روی خروجی دانش‌آموزان در یک کلاس است و به‌طور کلی در یک کلاس معلم فردی تعیین می‌شود که دارای مقدار بهتری است و سطحی بالاتری نسبت به دانش‌آموزان دارد و می‌تواند دانش‌آموزان را با دانش خود سهیم نماید. در الگوریتم *TLBO* دو فاز بهینه‌سازی معلم و دانش‌آموز وجود دارد.

فاز معلم بدین صورت است که میانگین کلاس باید به سطح معلم رسانده شود و سطح دانش‌آموزان در این مرحله تغییر نماید. روابط ریاضی این مرحله به شرح زیر است:

$$x_i^{(t+1)} = x_i^{(t)} + rand \times (x_{Teacher}^{(t)} - TF \times Mean) \quad (36)$$

که x نشان دهنده جمعیت، *Mean* میانگین دانش‌آموزان و *TF* ضریب یادگیری که برابر با ۱ یا ۲ است.

فاز دانش‌آموزان بعد از فاز معلم اجرا می‌شود و دانش‌آموزان می‌توانند از یکدیگر نیز آموزش ببینند و بر روی یکدیگر تأثیر بگذارند و این تعامل باعث می‌شود که سطوح دانش‌آموزان ارتقا پیدا نماید.

برای دانش‌آموز x_i دانش‌آموز دیگری x_r به صورت تصادفی انتخاب می‌شود به طوری که:

$$x_i^{(t+1)} = \begin{cases} x_i^{(t)} + rand \times (x_i^{(t)} - x_r^{(t)}) & \text{if } f(x_i^{(t)}) < f(x_r^{(t)}) \\ x_i^{(t)} + rand \times (x_r^{(t)} - x_i^{(t)}) & \text{otherwise} \end{cases} \quad (37)$$

در هر فاز معلم و دانش‌آموز با به دست آمدن x جدید مقدار تابع هدف محاسبه می‌شود و اگر این مقدار از تابع هدف x قدیم بهتر باشد، x جدید پذیرفته می‌شود. روش‌های مختلفی برای حل مسائل چندهدفه وجود دارد که تعامل فازی یکی از این روش‌ها است که در این مقاله استفاده شده است.

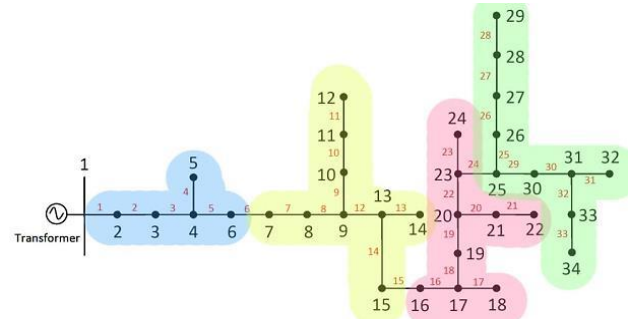
۶-۲- بهینه‌سازی چندهدفه با روش تعامل فازی

در این روش توابع هدف با استفاده از نظریه مجموعه‌های فازی فرموله می‌شوند. توابع عضویت با رابطه زیر بیان و در شکل ۶ نشان داده شده‌اند. f_i^{min} و f_i^{max} برای هر کدام از توابع به صورت جداگانه محاسبه می‌شود [۴۹].

$$\mu_{f_i}(X) = \begin{cases} 1 & \text{for } f_i(X) \leq f_i^{min} \\ 0 & \text{for } f_i(X) \geq f_i^{max} \\ \frac{f_i^{max} - f_i(X)}{f_i^{max} - f_i^{min}} & f_i^{min} \leq f_i(X) \leq f_i^{max} \end{cases} \quad (38)$$

۱-۷ سناریوی اول

در سناریوی اول حداکثر تعداد نواحی در نظر گرفته شده است که شبکه به ۴ ناحیه تقسیم شود. شکل ۷ شبکه مورد مطالعه و محدوده هر کدام از نواحی را نشان می‌دهد.



شکل ۷: ناحیه بندی شبکه به ۴ ریزشبهه در سناریو اول

در جدول ۳ مکان بهینه منابع تولید پراکنده و نوع و اندازه آن‌ها و همچنین محل منابع توان راکتیو و اندازه آن‌ها ارائه شده است. در این جدول ستون دوم مکان تولیدات پراکنده، ستون سوم نوع و ستون چهارم ظرفیت آن‌ها را نشان می‌دهد. ستون پنجم این جدول مکان منابع توان راکتیو را نشان می‌دهد که شامل خازن و یا توان راکتیو تزریق شده توسط سلول سوختی است و ستون آخر مقدار این توان راکتیو آورده شده است. در جدول ۴ انرژی تأمین نشده در هر ناحیه آورده شده است. هزینه کل بهره‌برداری، هزینه انتظاری قطع مشتری و متوسط تلفات کل برای بهره‌برداری در این حالت ۲۳/۳۲ میلیارد دلار، ۲/۷۰ میلیون دلار و ۹۳/۱۷۴۴ کیلووات است. همان‌طور که اشاره شد در این مقاله تأثیر توان راکتیو بر خالی شدن ظرفیت خطوط در بهبود قابلیت اطمینان در نظر گرفته شده است که در غیر این صورت مقدار هزینه قطع انتظاری از مقدار واقعی به دست آمده بیش تر شده و برابر با ۳/۲۱ میلیون دلار است.

جدول ۳: مشخصات منابع نصب شده در شبکه بر حسب kW و kVar

ریز شبکه	مکان DG	نوع DG	اندازه DG	مکان منبع Q	اندازه منبع Q
۱	۳ و ۵	FC, WT	۴۰۰ و ۶۰۰	۳(FC)	۴۵۰
۲	۸ و ۱۰	WT, FC	۶۰۰ و ۴۰۰	۱۰(FC)	۴۵۰
۳	۱۷ و ۱۹	FC, FC	۴۰۰ و ۴۰۰	۲۳ و ۲۴(FC)	۶۰۰ و ۵۰۰
۴	۲۸ و ۳۲ و ۲۵	WT, PV, FC	۵۰۰ و ۴۰۰ و ۶۰۰	۳۲(FC) و ۳۴	۶۰۰ و ۵۰۰

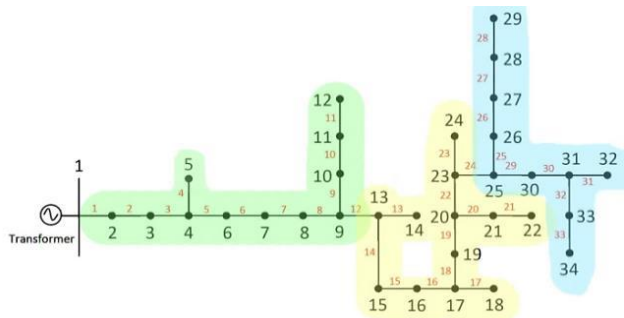
جدول ۴: مقدار انرژی و وار تأمین نشده انتظاری (بر حسب MWh و

MVA_{rh}) ناشی از کمبود توان اکتیو و راکتیو

ریز شبکه	ENS _P	ENS _Q	EVS _P	EVS _Q
۱	۴۹/۴۵۹۲	۷/۹۳۷۸	۵۰/۴۹۳۹	۸/۹۷۲۵
۲	۴۰/۹۵۵۴	۶/۸۳۷۲	۴۱/۶۳۸۱	۷/۵۲۰۰
۳	۲۲/۶۱۴۵	۳/۸۶۹۵	۲۲/۹۴۵۸	۴/۰۲۲۴
۴	۱۷/۳۴۷۲	۳/۱۳۸۷	۱۷/۶۲۶۳	۳/۴۱۶۷

۲-۷ سناریوی دوم

در این سناریو با تغییر حدس اولیه شبکه ۳ ناحیه تقسیم شود. شکل ۸ شبکه مورد مطالعه و محدوده هر کدام از نواحی را نشان می‌دهد.



شکل ۸: ناحیه بندی شبکه به ۳ ریزشبهه در سناریو دوم

در جدول ۵ مکان بهینه منابع تولید پراکنده و نوع و اندازه آن‌ها و همچنین محل منابع توان راکتیو و اندازه آن‌ها ارائه شده است. در جدول ۶ انرژی تأمین نشده در هر ناحیه آورده شده است. هزینه کل بهره‌برداری، هزینه انتظاری قطع مشتری و متوسط تلفات کل برای بهره‌برداری در این حالت ۱۷/۴۸ میلیارد دلار، ۳/۲۱ میلیون دلار و ۵۶/۳۹۲۵ کیلووات است. لازم به ذکر است که مقدار هزینه قطع انتظاری بدون در نظر گرفتن خالی شدن ظرفیت خطوط ناشی از جبران محلی توان راکتیو ۳/۵۶ میلیون دلار است.

جدول ۵: مشخصات منابع نصب شده در شبکه بر حسب kW و kVar

ریز شبکه	مکان DG	نوع DG	اندازه DG	مکان منبع Q	اندازه منبع Q
۱	۵ و ۷ و ۱۲ و ۲	FC, PV, WT, PV	۳۰۰ و ۴۵۰ و ۶۰۰ و ۳۰۰	۲(FC) و ۶	۳۰۰ و ۵۰۰
۲	۲۳ و ۲۴ و ۱۹ و ۲۲	FC, FC, PV, PV	۳۰۰ و ۳۰۰ و ۶۰۰ و ۶۰۰	۱۹(FC) و ۲۲(FC)	۳۰۰ و ۳۰۰
۳	۲۴ و ۲۴ و ۲۵ و ۲۹	FC, PV, WT, WT	۳۰۰ و ۴۵۰ و ۶۰۰ و ۴۵۰	۲۵(FC) و ۳۴	۳۰۰ و ۵۰۰

جدول ۶: مقدار انرژی و وار تأمین نشده انتظاری (بر حسب MWh و

MVA_{rh}) ناشی از کمبود توان اکتیو و راکتیو

ریز شبکه	ENS _P	ENS _Q	EVS _P	EVS _Q
۱	۸۹/۸۸۹۵	۱۲/۳۸۶۳	۹۴/۲۴۵۴	۱۶/۵۳۶۶
۲	۴۳/۵۸۴۴	۶/۰۹۳۳	۴۵/۴۵۱۹	۷/۸۹۰۰
۳	۱۸/۱۴۱۶	۲/۵۶۶۱	۱۹/۰۵۶۰	۳/۴۰۵۳

۳-۷ سناریوی سوم

در آخرین سناریو با انتخاب عدد دیگری برای ناحیه اول آخرین حالت ممکن که شامل ۲ ناحیه است به دست می‌آید. شکل ۹ شبکه مورد مطالعه و محدوده هر کدام از نواحی را نشان می‌دهد.

در جدول ۷ مکان بهینه منابع تولید پراکنده و نوع و اندازه آن‌ها و همچنین محل منابع توان راکتیو و اندازه آن‌ها ارائه شده است. در جدول ۸ انرژی تأمین نشده در هر ناحیه آورده شده است. هزینه کل بهره‌برداری، هزینه انتظاری قطع مشتری و متوسط تلفات کل برای

برای مقایسه بهتر در جدول ۹ نتایج طراحی به‌منظور ایجاد تعداد ریزشکته‌های مختلف آورده شده است.

جدول ۹: مقایسه طراحی با ایجاد ریزشکته‌های مختلف

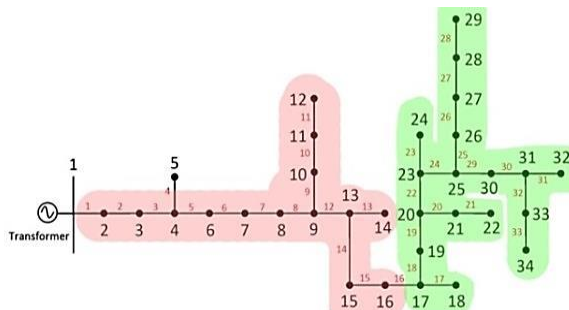
تعداد ریزشکته	هزینه کل	ECOST	تلفات	ECOST بدون جبران توان راکتیو
۲	۲۳/۳۲	۲/۷۰	۹۳/۱۷۴۴	۳/۲۱
۳	۱۷/۴۸	۳/۲۱	۵۶/۳۹۲۵	۳/۵۶
۴	۳۳/۷۵	۴/۹۲	۱۵۲/۶۲۳۷	۶/۰۵

۴-۷- تحلیل خطا

در این بخش به‌منظور بررسی تأثیر طرح پیشنهادی بر قابلیت اطمینان سیستم توزیع مورد مطالعه، در نقاط مختلف سیستم خطاهایی در نظر گرفته شده است. برای این منظور با فرض این که محل خطا تشخیص داده شود، در حالت پایه که شبکه ناحیه‌بندی نشده باشد، شبکه پایین دست خطا جدا شده تا قسمت‌های بدون خطا بتوانند بهره‌برداری شوند؛ اما در حالت ناحیه‌بندی شده حتی با جدا شدن قسمت پایین بیش از ۶۰ درصد از بار ریزشکته‌ها تأمین می‌شود. لازم به ذکر است که چون شرایط حالت ماندگار سیستم برای طراحی مد نظر قرار گرفته است، دینامیک و حالت گذرای سیستم در نظر گرفته نمی‌شود. بنابراین بهره‌بردار با استفاده از دو عمل اصلاحی حذف بار و افزایش تولیدات غیر احتمالاتی می‌تواند از خاموشی بارهای ریزشکته‌های ایجاد شده جلوگیری نماید. برای این منظور ۳ خطا در هر کدام از سه ریزشکته حاصل شده از سناریوی ۲ اعمال شده است. با فرض این که خطای اول در ریزشکته اول و در محدوده باس‌های ۲ تا ۱۲ باشد، در حالی که شبکه به‌صورت ریزشکته‌ای بهره‌برداری نشود تمامی باس‌های بعد از خطا بی‌برق خواهند شد اما در حالت ریزشکته‌ای ریزشکته دوم و سوم می‌توانند پس از وقوع خطا و جدا شدن از ناحیه بالادست، بازیابی شده و به‌صورت جزیره‌ای با حذف بارهای با اولویت کم‌تر، سایر بارهای شبکه را تأمین کند. اگر خطا در ریزشکته دوم یعنی در محدوده ۱۳ تا ۲۴ رخ دهد، پس از بازیابی تنها ریزشکته حد فاصل بین خطا و شروع ریزشکته سوم بی‌برق خواهد بود و بارهای ضروری ریزشکته سوم با یک طرح بارزدایی مناسب، قابل تأمین خواهند شد. در پایان با داشتن خطا در ریزشکته سوم در محدوده باس‌های ۲۵ تا ۳۴ از محل خطا تا انتهای شبکه، کلیه این بارها قطع خواهند شد و در این حالت تفاوتی میان هیچ‌کدام از حالات بهره‌برداری نیست. در جدول ۱۰ برای نمونه در هر کدام از ریزشکته‌ها یک خطا اعمال شده و شاخصی قابلیت اطمینان در دو حالت مذکور مورد ارزیابی قرار گرفته است.

با توجه به خطاهای فرضی، از مقایسه سطرهای متناظر جدول بالا مشاهده می‌شود که در حالت برنامه‌ریزی توأم با در نظر گرفتن قابلیت جزیره‌ای، برای مثال شاخص ENS_P ، ENS_Q ، VNS_P و VNS_Q برای خطای اول به ترتیب ۲۸/۸۶، ۲۹/۰۶، ۲۳/۳۰ و ۳۵/۴۶ درصد بهبود یافته، برای سایر خطاها همچنین بهبودهایی مشاهده می‌شود.

بهره‌برداری در این حالت ۳۳/۷۵ میلیارد دلار، ۴/۹۲ میلیون دلار و ۱۵۲/۶۲۳۷ کیلووات است. مقدار هزینه قطع انتظاری بدون در نظر گرفتن خالی شدن ظرفیت خطوط ناشی از جبران محلی توان راکتیو ۶/۰۵ میلیون دلار است.



شکل ۹: ناحیه‌بندی شبکه به ۲ ریزشکته در سناریو سوم

جدول ۷: مشخصات منابع نصب شده در شبکه بر حسب kW و kVAr

ریز شبکه	مکان DG	نوع DG	اندازه DG	مکان منبع Q	اندازه منبع Q
۱	۵ و ۲ و ۸ و ۶ و ۱۶	WT, PV, WT, FC, FC	۴۰۰ و ۵۰۰ و ۴۵۰ و ۵۰۰	۸ و ۲(FC) و ۱۶(FC)	۴۰۰ و ۳۰۰ و ۴۰۰
۲	۲۴ و ۱۷ و ۲۷ و ۲۳ و ۲۴	FC, WT, FC, FC, WT	۵۰۰، ۴۵۰، ۴۵۰، ۵۰۰	۱۷(FC) و ۲۷(FC) و ۳۴(FC)	۴۰۰ و ۴۰۰ و ۳۰۰

جدول ۸: مقدار انرژی و وار تأمین نشده انتظاری (بر حسب MWh)

ریز شبکه	ENS_P	ENS_Q	EVS_P	EVS_Q
۱	۱۷/۷۱۳۴	۲۸/۱۸۳۵	۱۸۷/۶۹۵۵	۳۱/۱۶۵۵
۲	۵۹/۴۷۶۸	۹/۰۲۳۶	۶۰/۷۴۳۵	۱۰/۲۸۰۰

همان‌طور که از نتایج مشاهده می‌شود ۳ حالت مختلف برای ناحیه‌بندی امکان‌پذیر است. با مقایسه این ۳ حالات از دید شاخص قابلیت اطمینان و هزینه‌های کل، ناحیه‌بندی شبکه به دو ریزشکته هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه قطع بالایی خواهد داشت که نتیجه بالا بودن انرژی تأمین نشده و وار تأمین نشده ناشی از کمبود توان اکتیو رو راکتیو طبق جدول ۸ است. بنابراین، این حالت توپولوژی مناسبی نخواهد بود. اما برای حالتی که شبکه به ۳ و ۴ ریزشکته تقسیم شود، مشاهده می‌شود که ناحیه‌بندی سیستم به ۴ ریزشکته انرژی تأمین نشده و وار تأمین نشده ناشی از کمبود توان اکتیو و راکتیو کم‌تری دارد که در جدول ۴ به جزئیات آن اشاره شده است، اما هزینه سرمایه‌گذاری اولیه این طرح برای کاهش هزینه قطعی‌ها که ۲۳/۳۲ میلیارد دلار برای جبران هزینه قطعی ۲/۷۰ میلیون دلار است در مقابل ناحیه‌بندی سیستم به ۳ ریزشکته که ۱۷/۴۸ میلیارد دلار در برابر ۲،۲۱ میلیون دلار بیشتر خواهد بود. به عبارت دیگر برای به‌دست آوردن ۱۵/۵۶ درصد قابلیت اطمینان بیشتر ۳۳/۵ درصد هزینه بیشتری صرف شده است. علاوه بر این، طراحی ۳ ریزشکته تلفات کم‌تری خواهد داشت که نشان‌دهنده مناسب‌تر بودن این طرح است.

جدول ۱۰: تحلیل خطا در ریزشبه طراحی شده

نوع بهره‌بردار	خطا	ENS _P	ENS _Q	VNS _P	VNS _Q
سیستم توزیع سنتی	۵	۱۴۴/۳۷۶۳	۲۰/۷۵۶۶	۱۴۹/۶۲۵۹	۲۶/۰۰۴۵
	۱۸	۷۸/۹۹۱۹	۱۱/۱۰۵۶	۸۲/۹۱۲۲	۱۳/۸۰۴۸
	۳۰	۲۹/۰۵۲۵	۵/۳۴۱۲	۲۹/۴۸۲۵	۵/۷۷۱۱
ریزشبه‌های	۵	۱۰۲/۷۰۰۵	۱۴/۷۲۳۰	۱۱۴/۷۵۸۴	۱۶/۷۸۰۹
	۱۸	۶۹/۸۸۲۳	۹/۷۲۱۲	۷۲/۹۰۷۹	۱۰/۷۴۶۷
	۳۰	۲۹/۰۵۲۵	۵/۳۴۱۲	۲۹/۴۸۲۵	۵/۷۷۱۱

این در حالی است که هزینه سرمایه‌گذاری برای نصب مدارشکن‌ها و ایجاد مراکز بهره‌برداري مجزا برای هر ریزشبه، به‌منظور ایجاد قابلیت جزیره‌ای شدن، در قبال بهبود قابلیت اطمینان شبکه به‌دلیل بازگشت سرمایه و استفاده از تولیدات تجدیدپذیر مقرون به صرفه است. بنابراین اهمیت در نظر گرفتن مسئله برنامه‌ریزی توأم با ناحیه‌بندی شبکه‌های مرسوم فعلی و گذار به ریزشبه‌های خودکفای جدید، مشهود است.

۸- نتیجه‌گیری

در این مقاله به‌منظور برنامه‌ریزی و طراحی چندین ریزشبه از یک شبکه توزیع موجود، شاخص‌های مختلف قابلیت اطمینان و حالات مختلف ایجاد ریزشبه‌ها برای بررسی دقیق‌تر موضوع در نظر گرفته شده است که هدف طراحی شبکه با حداکثر قابلیت اطمینان باشد. برای ساخت ریزشبه به‌منظور تأمین باکفایت سیستم یک روش جدید معرفی شده است. در ابتدا سیستم توزیع با معرفی انواع مختلف واحد *DG* مانند توربین‌های بادی، مولد خورشیدی و ژنراتور سلول سوختی توسعه یافته است. با توجه به ماهیت احتمالی منابع تجدیدپذیر و مشخصات بار ساعتی، مکان و اندازه مناسب این تولیدات برای به حداقل رساندن تلفات کل و هزینه و معیارهای قابلیت اطمینان به‌صورت بهینه تعیین شده است و به‌طور همزمان با استفاده از نظریه گراف‌ها و به‌دست آوردن ماتریس ناحیه‌بندی، سیستم به ریزشبه‌های بهینه تقسیم می‌شود که برای در نظر گرفتن نواحی مختلف شاخص‌ها اصلاح شده‌اند. سناریوهای ناحیه‌بندی مختلفی برای به‌دست آوردن بهترین حالت ناحیه‌بندی و قابل اطمینان‌ترین ریزشبه با در نظر گرفتن هزینه‌ها مورد بررسی قرار گرفته است. این استراتژی سهولت کنترل هر یک از ریزشبه‌ها و محافظت مناطق سالم از شبکه در زمان اختلالات را به‌همراه خواهد داشت. روش برنامه‌ریزی پیشنهادی می‌تواند به مهندسان و برنامه‌ریزان سیستم در طراحی ریزشبه خودکفا، که یک گام مفید در جهت تحقق شبکه‌های توزیع هوشمند، قابل اطمینان‌تر و پایدار است؛ کمک کند.

مراجع

- [1] G. Ritter, J. F. Franco, R. Romero, "Analysis of the radial operation of distribution Systems considering operation with minimal losses," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 67, no. 1, pp.453-61, 2015.
- [2] S. Kalambe, G. Agnihotri, "Loss minimization techniques used in distribution network: bibliographical survey," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, no. 1, pp.184-200. 2014.
- [3] R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich, and F. Zare, "Load sharing and power quality enhanced operation of a distributed microgrid," *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 2, pp. 109-119. 2009.
- [4] M. Liserre, T. Sauter, and J. Y. Hung, "Future energy systems, integrating renewable energy sources into the smart power grid through industrial electronics," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 1, pp. 18-37, 2010.
- [5] نبی طاهری، رحمت‌الله هوشمند، رضا همتی، «برنامه‌ریزی هماهنگ نصب منابع تولید پراکنده و توسعه شبکه توزیع در حضور نامعینی بار و قیمت انرژی»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۴، شماره ۱، صفحه ۵۶-۴۳، ۱۳۹۲.
- [6] K. Moslehi and R. Kumar, "A reliability perspective of the smart grid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 57-64, 2010.
- [7] جمال یوسف‌پور، علی عجمی، «یک روش جدید برای جایابی منابع تولید پراکنده در سیستم‌های توزیع با هدف کاهش تلفات و افزایش قابلیت اطمینان»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۴۲، شماره ۲، صفحه ۷۵-۶۶، ۱۳۹۱.
- [8] رحمت‌الله هوشمند، حسین محکم‌ی، امین خدابخشیان، «روشی جدید در جایابی بهینه خازن‌ها و ژنراتورهای توزیع‌شده در شبکه‌های توزیع با استفاده از الگوریتم جستجوی باکتریایی جهت‌داده‌شده با PSO»، *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، جلد ۳۹، شماره ۲، صفحه ۷۲-۶۱، ۱۳۸۸.
- [9] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. Vicuña, M. Castilla, "Hierarchical control of droop-controlled AC-DC microgrids: A general approach toward standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158-172, 2011.
- [10] P. Tenti, A. Costabeber, P. Mattavelli, D. Trombetti, "Distribution loss minimization by token ring control of power electronic interfaces in residential microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, no. 10, pp. 3817-3826. 2012.
- [11] H. S. V. S. Kumar Nunna, S. Doolla, "Multiagent-based distributed-energy-resource management for intelligent microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1678-1687, 2013.
- [12] S. Chakraborty, M. D. Weiss, M. G. Simoes, "Distributed intelligent energy management system for a single-phase high-frequency AC microgrid," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 1, pp. 97-109. 2007.
- [13] A. Chaouachi, R. M. Kamel, R. Andoulsi, K. Nagasaka, "Multiobjective intelligent energy management for a microgrid," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1688-1699, 2013.
- [14] M. A. Zamani, T. Sidhu, A. Yazdani, "Investigations into the control and protection of an existing distribution network to operate as a microgrid: A case study," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 4, pp. 1904-1915, 2014.

- [28] I. S. Bae, J. O. Kim, "Reliability evaluation of customers in a MG," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 23, no. 1, pp. 1416–1422, 2008.
- [29] L. D. Arya, S. C. Choube, and R. Arya, "Probabilistic reliability indices evaluation of electrical distribution system, accounting outage due to overloading and repair time omission," *Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 296–302, 2011.
- [30] I. S. Bae and J. O. Kim, "Reliability evaluation of distributed generation based on operation mode," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 22, no. 2, pp. 785–790, 2007.
- [31] M. Al-Muhaini, Gerald T. Heydt, "Evaluating future power distribution system reliability including distributed generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 4, pp. 2264–2272, 2013.
- [32] J. V. Seguro and T. W. Lambert, "Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed for wind energy analysis," *Wind Engineering and Industrial*, vol. 85 pp. 75–84, 2000.
- [33] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, R. Seethapathy, "Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, p.p. 360–370, 2010.
- [34] N. Nikmehr, S. Najafi-Ravadanegh, "Optimal operation of distributed generations in micro-grids under uncertainties in load and renewable power generation using heuristic algorithm," *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, no. 8, pp. 982–990, 2015.
- [35] P. K. Chan, D. F. Schlag, J. Y. Zien, "Spectral K-way ratio-cut partitioning and clustering," *IEEE Transactions on Computer Aided Design Integrated Circuits System*, vol. 11, no. 9, pp. 1088–1096, 1994.
- [36] H. Mehrjerdi, S. Lefebvre, M. Saad, D. Asber, "A decentralized control of partitioned power networks for voltage regulation and prevention against disturbance propagation," *Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1461–1469, 2013.
- [37] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, Marcel Dekker Inc., New York, Basel, 2002.
- [38] P. L. Lewin, J. E. Theed, A. E. Davies, "Method for rating power cables buried in surface troughs," *IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 146, pp. 360–364, 1999.
- [39] M. Rahmani, "Reliability and economic-driven switchable capacitor placement in distribution network," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 9, pp. 1572–1579, 2015.
- [40] W. Qin, P. Wang, X. Han, and X. Du, "Reactive power aspects in reliability assessment of power systems," *Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 85–92, 2011.
- [41] S. A. Arefifar, Y. A. R. I Mohamed, "DG mix, reactive sources and energy storage units for optimizing microgrid reliability and supply security," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1835–1844, 2014.
- [42] B. Khorramdel, H. Khorramdel, J. Aghaei, A. Heidari, and V. G. Agelidis, "Voltage security considerations in optimal operation of BEVs/PHEVs integrated microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no.3, pp.1575–1587, 2015.
- [15] A. Kahrobaeian and Y. A. R. I. Mohamed, "Interactive distributed generation interface for flexible micro-grid operation in smart distribution systems," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 2, pp. 295–305, 2012.
- [16] R. Majumder, "Reactive power compensation in single-phase operation of microgrid," *Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1403–1416, 2013.
- [17] M. Savaghebi, A. Jalilian, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, "Autonomous voltage unbalance compensation in an islanded droop-controlled microgrid," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1390–1402, 2013.
- [18] A. Kahrobaeian and Y. A. R. I. Mohamed, "Mitigation of low-frequency oscillations in autonomous converter-based micro-grids with induction motor load," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 4, pp. 1643–1658, 2014.
- [19] J. M. Guerrero, P. C. Loh, T. Lee, M. Chandorkar, "Advanced control architectures for intelligent MG-part II: Power quality, energy storage, and AC/DC microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1263–1270, 2013.
- [20] J. M. Guerrero, P. C. Loh, T. Lee, M. Chandorkar, "Advanced control architectures for intelligent microgrids-part I: Decentralized and hierarchical control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1254–1262, 2013.
- [21] H. Kanchev, D. Lu, F. Colas, V. Lazarov, and B. Francois, "Energy management and operational planning of a microgrid with a PV-based active generator for smart grid applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 4583–4592, 2011.
- [22] M. Marzband, F. Azarinejadian, M. Savaghebi, J. M. Guerrero, "An optimal energy management system for islanded microgrids based on multiperiod ABC combined with Markov chain," *IEEE System Journal*, vol.99, no.1, p.p.1-11, 2015.
- [23] M. Marzband, E. Yousefnejad, A. Sumper, J. L. García, "Real time experimental implementation of optimum energy management system in standalone microgrid by using multi-layer ant colony optimization," *Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 75 no. 1 p.p. 265–274, 2015.
- [24] M. Marzband, M. Ghadimi, A. Sumper, J. L. Domínguez-García, "Experimental validation of a real-time energy management system using multi-period gravitational search algorithm for microgrids in islanded mode," *Applied Energy*, vol. 128, no. 1, p.p. 164–174, 2014.
- [25] M. Marzband, A. Sumper, J. L. Domínguez-García, R. Gumara-Ferret, "Experimental validation of a real time energy management system for microgrids in islanded mode using a local day-ahead electricity market and MINLP," *Energy Conversion and Management*, vol. 76, no. 1, pp. 314–322, 2013.
- [26] K. Moslehi and R. Kumar, "A reliability perspective of the smart grid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 57–64, 2010.
- [27] S. Conti, R. Nicolosi, and S. A. Rizzo, "Generalized systematic approach to assess distribution system reliability with renewable distributed generators and microgrids," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 1, pp. 261–270, 2012.

- different modes of operation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 1945-1952, 2011.
- [48] Y. M. Atwa and E. F. El-Saadany, “Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 4, pp. 1815-1822, 2010.
- [49] M. Nayeripour, H. Fallahzadeh, S. Hasanvand, M. E. Hasanzadeh “Interactive fuzzy binary shuffled frog leaping algorithm for multi-objective reliable economic power distribution system expansion planning,” *Journal of Intelligent and Fuzzy Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 351-363, 2015.
- [50] R. V. Rao, J. V. Savsani, J. Balic “Teaching-learning based optimization algorithm for unconstrained and constrained real-parameter optimization problems,” *Engineering Optimization*, vol. 44, no. 12, pp. 1447-1462, 2012.
- [43] T. Niknam, A. Kavousifard, S. Tabatabaei, and J. Aghaei, “Optimal operation management of fuel cell/wind/photovoltaic power sources connected to distribution networks,” *Power Sources*, vol. 196, no. 20, pp. 8881-8896, 2011.
- [44] S. Ramesha, S. Kannanb, S. Baskarc, “Application of modified NSGA-II algorithm to multi-objective reactive power planning,” *Applied Soft Computing*, vol. 12, pp. 741-753, 2012.
- [45] S. Wang, Z. Leiwu, M. Shahidehpour, Z. Li, “New metrics for assessing the reliability and economics of microgrids in distribution system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2852-2861, 2013.
- [46] H. L. Willis, *Power Distribution Planning Reference Book*, North Carolina, Marcel Dekker, 2004.
- [47] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, R. Seethapathy, M. Assam, S. Conti, “Adequacy evaluation of distribution system including wind/solar DG during

زیر نویس ها

¹ Distributed Generation (DG)

² Wind Turbine (WT)

³ Weibull

⁴ Photovoltaic (PV)

⁵ Fuel Cell (FC)

⁶ Load Point

⁷ Main Supply (MS)

⁸ Expected customer outage cost

⁹ Heuristic

¹⁰ Particle swarm optimization

¹¹ Shuffled frog-leaping algorithm

¹² Teaching-Learning-Based Optimization