

Distribution Network Expansion Planning Considering Distribution Automation and Using Genetic Meta-Heuristic Algorithm

Ahmad Mohammadi Pour *

M.Sc. Student in Electrical Engineering, Faculty
of Electrical Engineering, Shahid Beheshti
University, Tehran, Iran.

Mehrdad Setayeshnazar

Associate Professor, Faculty of Electrical
Engineering, Shahid Beheshti University, Tehran,
Iran.

Abstract

In this paper, a profit-based distribution network expansion planning model will be examined. In this model, some capabilities of the automation system are considered to achieve a plan that is more compatible with the strategic plan to achieve a smart grid. In addition, a method has been used to assess the reliability of a distribution network so that development planning studies can be conducted more efficiently. The objective function of the planning problem is the net worth of the firm. Using genetic algorithm, this nonlinear programming problem of complex integer is solved. The method has been evaluated in a visual experimental network and the results are presented and discussed. The results show that the development plan with automation is more profitable than the conventional development plan.

Keywords: distribution network expansion, distribution automation, smart grid, optimization techniques, genetic algorithm, reliability, smart city

Received: 06/October/2022

Accepted: 16/February/2023

ISSN: 2980-8936

* Corresponding Author: a.mohammadipour@mail.sbu.ac.ir

برنامه‌ریزی توسعه شبکه توزیع با در نظر گرفتن اتوماسیون توزیع و بهره‌گیری از الگوریتم حل فراابتکاری ژنتیک

دانشجوی کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران.

احمد محمدی پور *

دانشیار، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران.

مهرداد ستایش نظر

چکیده

در این مقاله، یک مدل برنامه‌ریزی توسعه شبکه توزیع مبتنی بر سود، بررسی خواهد شد. در این مدل، برخی از قابلیت‌های سیستم اتوماسیون برای دستیابی به طرحی به کار گرفته شده که با برنامه راهبردی برای رسیدن به شبکه هوشمند سازگارتر است. علاوه بر این، روشی برای ارزیابی قابلیت اطمینان یک شبکه توزیع به کار گرفته شده است تا مطالعات برنامه‌ریزی توسعه با بهره‌وری بیشتر به پیش رود. تابع هدف مسئله برنامه‌ریزی، ارزش خالص سود بنگاه است. با استفاده از الگوریتم ژنتیک، مسئله برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح مختلط حل می‌شود. روش مذکور در یک شبکه آزمایشی تصویری ارزیابی شده است و نتایج حاصل، ارائه و مورد بحث قرار خواهد گرفت. نتایج به دست آمده، بیانگر سودآور بودن طرح توسعه با اتوماسیون نسبت به طرح توسعه معمولی است.

کلیدواژه‌ها: توسعه شبکه توزیع، اتوماسیون توزیع، شبکه هوشمند، تکنیک‌های بهینه‌سازی، الگوریتم ژنتیک، قابلیت اطمینان، شهر هوشمند

مقدمه

به دلیل رشد بار، لازم است شبکه‌های توزیع نیروی الکتریکی، توسعه یافته و خدمات قابل اعتماد و بی‌عیب و نقصی را به مشتریان (جدید و موجود) خود ارائه دهند (Gonen & Ramirez-Rosado, 1986). برنامه‌ریزان سیستم، شبکه موجود، پیش‌بینی بار، قیمت و ملاحظات فنی و اقتصادی را در نظر می‌گیرند تا اندازه، مکان و زمان بهینه را تعیین کنند. در این توسعه باید یک منبع جدید در سیستم مانند فیدر یا پست، اضافه، جایگزین و یا تقویت شود (Lotero & Contreras, 2011). این طرح توسعه باید با برنامه استراتژیک شرکت که معمولاً دارای یک شبکه توزیع هوشمند با فناوری‌هایی مانند اندازه‌گیری پیشرفته، پاسخگویی به تقاضا، اتوماسیون توزیع، تولید پراکنده و ذخیره‌سازهای انرژی است، مطابقت داشته باشد (Brown, 2008). اگر فناوری‌هایی مانند اتوماسیون توزیع در روند برنامه‌ریزی توسعه در نظر گرفته شوند، برنامه تدوین شده با برنامه استراتژیک شبکه هوشمند، سازگارتر خواهد بود (Naderi et al., 2012). در ادبیات برنامه‌ریزی شبکه توزیع، تأثیر احتمالی به کارگیری فناوری‌های جدید در روند برنامه‌ریزی شبکه‌های توزیع به خوبی بررسی نشده و تحقیقات در این زمینه تا حدود زیادی به تأثیر واحدهای تولید پراکنده محدود شده است (Haffner et al., 2008). علاوه بر این، بیشتر کارهای انجام‌شده در زمینه برنامه‌ریزی سیستم توزیع، سعی در ارائه روش‌هایی برای مقابله با ماهیت غیرخطی و گسسته مسئله برنامه‌ریزی سیستم توزیع و ارائه تکنیک‌های جدید بهینه‌سازی دارد (Lavorato et al., 2010).

بیشتر مدل‌های برنامه‌ریزی سیستم توزیع ارائه‌شده در ادبیات از یک تابع هدف مبتنی بر هزینه استفاده می‌کنند تا حداقل‌سازی انجام شود (Miranda et al., 1994). هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه بهره‌برداری در (Miranda et al., 1994) اصطلاح اصلی تابع هدف است. در (Ramirez-Rosado & Bernal-Agustin, 1998) هزینه نگهداری نیز در نظر گرفته شده است. به علاوه، در (Nahman & Peric, 2008)، هزینه وقفه در تابع هدف در نظر گرفته شده است. با این حال، هزینه توسعه شبکه شامل برخی هزینه‌های دیگر مانند هزینه بازافت تجهیزات استفاده‌نشده بوده که ممکن است قابل توجه باشد و معمولاً در مدل‌های برنامه‌ریزی سیستم توزیع در نظر گرفته نمی‌شود. همچنین، با روند تجدید ساختار صنعت برق و خصوصی‌سازی شرکت‌های توزیع، هدف اصلی این شرکت‌ها حداکثرسازی سود خود در تجارت است؛ بنابراین، طرح توسعه حاصل شده توسط مدل مبتنی بر هزینه، لزوماً بهترین انتخاب برای یک شرکت توزیع در ساختار تنظیم‌شده امروزی نیست (Parada et al., 2004).

در این مقاله، یک مدل مبتنی بر سود چندمرحله‌ای برای برنامه‌ریزی توسعه شبکه‌های توزیع اولیه پیشنهاد شده است. این مدل برنامه‌ریزی توسعه را از دیدگاه شرکت توزیع انجام می‌دهد که باید برای پایداری در ساختار بی‌نظم رقابت کند.

برای در نظر گرفتن توابع اتوماسیون توزیع، مدل پیشنهادی فرض می‌کند که شبکه تحت مطالعه یک سیستم توزیع خودکار بوده و دارای برخی از توابع اتوماسیون توزیع شامل کنترل ولتاژ خودکار و ولت‌آمپر راکتیو و مدیریت خودکار خطا است. به طور کلی، این توابع اتوماسیون توزیع، می‌توانند عملکرد سیستم توزیع را بهبود بخشیده و ضمن کاهش هزینه‌های مربوطه، قابلیت اطمینان خدمات را افزایش دهند (Gomez et al., 2004).

در این مقاله، مسئله برنامه‌ریزی سیستم توزیع به عنوان یک مسئله برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح مختلط مدل‌سازی شده است. با توجه به ماهیت ترکیبی مسئله، از روش الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی استفاده می‌شود که می‌تواند راه‌حل‌های خوبی برای چنین مسائلی پیدا کند (Diaz-Dorado et al., 2002). به دلیل تغییرات ساختاری شبکه در هر تکرار الگوریتم بهینه‌سازی، ارزیابی قابلیت اطمینان در این مسئله با مشکلاتی روبرو است. به همین جهت،

روشی برای ارزیابی قابلیت اطمینان یک شبکه توزیع در مطالعات برنامه‌ریزی نیز ارائه شده است (Miguez et al., 2002).

این مقاله به شرح زیر تنظیم شده است. در بخش ۲ به مدل‌سازی توابع اتوماسیون توزیع مورد هدف پرداخته خواهد شد. فرمول مدل ریاضی برای برنامه‌ریزی سیستم توزیع در بخش ۳ ارائه خواهد شد. بخش ۴ روش پیشنهادی برای ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم توزیع را در مطالعات برنامه‌ریزی، توضیح خواهد داد. بخش ۵ سیستم آزمون، به شرح نتایج حاصل و مباحث خواهد پرداخت و سرانجام، در بخش ۶ نتیجه‌گیری کلی مقاله تشریح خواهد شد.

مدل‌سازی توابع اتوماسیون توزیع

همان‌طور که در مقدمه ذکر شد، فرض بر این است که سیستم توزیع مورد مطالعه دارای توابع اتوماسیون توزیع ویژه برای کنترل ولتاژ خودکار و ولت‌آمپر راکتیو و مدیریت خودکار خطا است. عملگرهای اتوماسیون را می‌توان از طریق نصب دستگاه‌هایی مانند سوئیچ‌های کنترل از راه دور، خازن‌های کنترل از راه دور، مشخص‌کننده‌های خطای عبوری، برآوردگرهای خطا و واحدهای ترمینال از راه دور در مکان‌های مناسب نصب نمود (Cossi et al., 2012)؛ بنابراین، هنگام هدایت مطالعات برنامه‌ریزی سیستم توزیع برای یک شبکه توزیع خودکار، علاوه بر برنامه‌ریزی برای تأمین بار، لازم است با نصب دستگاه‌های اتوماسیون، برنامه‌ریزی گسترش توابع اتوماسیون توزیع در مکان‌های مناسب صورت گیرد (Ramirez-Rosado & Bernal-Augustin, 2001; Navarro & Rudnick, 2009). اگرچه در نظر گرفتن توابع اتوماسیون توزیع در مطالعات برنامه‌ریزی سیستم توزیع، هزینه سرمایه‌گذاری طرح را افزایش می‌دهد اما می‌تواند منجر به ایجاد شبکه‌ای کارآمد و قابل اطمینان با کاهش هزینه‌های عملیاتی و وقفه شود (Su & Teng, 2007; Northcote-Green & Wilson, 2017). در نتیجه، در نظر گرفتن توابع اتوماسیون توزیع در مطالعات برنامه‌ریزی سیستم توزیع ممکن است منجر به تدوین برنامه‌های توسعه اقتصادی بیشتری شود.

کنترل ولتاژ خودکار و ولت‌آمپر راکتیو

تابع کنترل ولتاژ خودکار و ولت‌آمپر راکتیو، ولتاژ را تنظیم نموده و تلفات را از طریق تنظیم و کنترل بانک خازنی به حداقل می‌رساند (Borowski & Seamon, 1990). با استفاده از این تابع، اگر افت ولتاژ در یک شین از آستانه تعیین شده فراتر رود، بانک‌های خازنی متصل به باس‌های تغذیه‌کننده، روشن می‌شوند. هر بانک مانند یک منبع تقریباً ثابت توان راکتیو عمل می‌کند، به همین جهت به عنوان یک منبع ولت‌آمپر راکتیو ثابت در برنامه جریان برق، مدل‌سازی می‌شود (Farahani et al., 2012).

مدیریت خودکار خطا

تابع مدیریت خودکار خطا به‌طور قابل توجهی زمان قطع مشتری و هزینه‌های ناشی از آن را کاهش می‌دهد. این تابع با فرآیند پی‌درپی تشخیص عیب، محل خطا، جداسازی خطا و ترمیم سرویس به بخش‌های تغذیه‌کننده بدون خطا انجام می‌شود (Borowski & Seamon, 1990). برای مدل‌سازی این تابع، فرض بر این است که سیستم اتوماسیون توزیع کاملاً قابل اعتماد باشد؛ بنابراین، زمان قطعی مشتری که بدون ترمیم خطا قابل بازیابی است، در صورت کاملاً خودکار بودن سیستم توزیع، صفر در نظر گرفته می‌شود در حالی که در سیستم غیر اتوماتیک برابر با مجموع زمان تشخیص خطا (t_{fd})، زمان قرارگیری خطا (t_{fl}) و زمان سوئیچینگ (t_{sw}) برای جداسازی خطا و ترمیم سرویس است. اگر سوئیچینگ از راه دور انجام شود، زمان سوئیچینگ در مقایسه با زمان سوئیچینگ دستی بسیار کمتر است ($t_{sw,r} <$

$t_{sw,m}$. از طرف دیگر، مدت زمان قطعی مشتریانی که نمی‌توانند از قسمت خطا جدا شوند، برابر با زمان تعمیر خطا (t_{rp}) در سیستم‌های خودکار یا غیر اتوماتیک است.

فرمول‌بندی مسئله

در مدل برنامه‌ریزی سیستم توزیع پیشنهادی، فرض بر این است که مطالعات فاز اولیه مانند پیش‌بینی بار مکانی انجام شده است. در نتیجه، مکان‌ها و مسیرهای پیشنهادی برای ساخت پست‌ها و فیدرها بر اساس محدودیت‌های زیست‌محیطی و نتایج پیش‌بینی بار تعیین شده است. علاوه بر این، فرض بر این است که مطالعه قرار دادن سوئیچ و خازن برای شبکه پیشنهادی انجام شده است. در این راستا، در مرحله نهایی مطالعه برنامه‌ریزی توسعه، باید مجموعه‌ای از خطوط و پست‌ها انتخاب شود تا محدودیت‌های مسئله برآورده شده و برنامه به‌دست آمده، اقتصادی‌ترین حالت ممکن باشد.

این مدل در نظر دارد که بسته به اندازه و نوع هادی‌ها یا ظرفیت ترانسفورماتور، گزینه‌های مختلفی را برای گسترش هر منبع پیشنهاد دهد. به علاوه، ممکن است تصمیم گرفته شود که برخی خطوط در چشم‌انداز برنامه‌ریزی از شبکه برداشته، تقویت و یا جایگزین شوند. تصمیم برای افزایش ظرفیت برخی پست‌ها به شرط وجود فضای کافی برای توسعه، ممکن خواهد بود.

متغیرهای تصمیم‌گیری

با توجه به توضیحات مدل، برنامه‌ریزی سیستم توزیع به‌عنوان یک مسئله MINLP فرموله شده است. متغیرهای تصمیم‌گیری برای مسئله بهینه‌سازی را می‌توان با $x_{j,t,a}$ نشان داد. برای خطوط، این متغیر می‌تواند مقداری از مجموعه $\{-1, 0, +1\}$ دریافت کند؛ جایی که:

$x_{j,t,a} = +1$ (نشان می‌دهد که خطی با نوع رسانای a به مسیر j سال t اضافه شده است) (از آن جدا شده است).

$x_{j,t,a} = 0$ (نشان می‌دهد که خطی با نوع رسانای a در سال t ، نه به مسیر j اضافه شده و نه به آن منتقل شده است).

برای پست‌ها، می‌توان مقدار $x_{j,t,a}$ را از مجموعه $\{0, +1\}$ دریافت نمود؛ جایی که $x_{j,t,a} = +1$ (نشان می‌دهد یک ترانسفورماتور با اندازه a به پست j در سال t اضافه شده (نشده) است).

برای تعیین وجود المان در شبکه یا نبودن آن، باید متغیر دیگری تعریف شود. این متغیر را می‌توان از متغیرهای تصمیم‌گیری به شرح زیر محاسبه کرد:

$$X_{j,t} = \begin{cases} 1 + \sum_{\tau=1}^t \sum_{a=1}^{N_{ftype}} x_{j,\tau,a}, & \text{if } j \in \Omega_{fe} \\ \sum_{\tau=1}^t \sum_{a=1}^{N_{ftype}} x_{j,\tau,a}, & \text{if } j \in \Omega_{ff} \\ 1 + \sum_{\tau=1}^t \sum_{a=1}^{N_{sttype}} x_{j,\tau,a}, & \text{if } j \in \Omega_{se} \\ \sum_{\tau=1}^t \sum_{a=1}^{N_{sttype}} x_{j,\tau,a}, & \text{if } j \in \Omega_{sf} \end{cases} \quad (۱)$$

$X_{j,t} = 1$ جایی است که المان j در سال t در شبکه باشد. در غیر این صورت، برابر با صفر است.

تابع هدف

تابع هدف مدل برنامه ریزی سیستم توزیع، ارزش فعلی سود خالص شرکت توزیع است که می تواند به صورت زیر محاسبه شود:

$$Profit = Rev - (C_{Inv} + C_{slv} + C_{opr} + C_{mnt} + C_{int}) \quad (۲)$$

$$Rev = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1 + 0.5r)^{2t+1}} \cdot P_D(t) \cdot C_{kWh} \quad (۳)$$

$$\begin{aligned} C_{Inv} = & \sum_{j=1}^{N_{sb}} \sum_{t=1}^T \sum_{a=1}^{N_{ftype}} \frac{x_{j,t,a}}{(1+r)^{t-1}} \cdot (IC_{sub_a}) \\ & + \sum_{j=1}^{N_f} \sum_{t=1}^T \sum_{a=1}^{N_{ftype}} \frac{x_{j,t,a}}{(1+r)^{t-1}} \cdot \frac{x_{j,t,a} + 1}{2} \cdot (X_{j,t} - X_{j,t-1}) \cdot (L_j \cdot IC_{fa} \\ & + IC_{brk} \cdot \psi_{brk_j} + IC_{rcls} \cdot \psi_{rcls_j} + IC_{fuse} \cdot \psi_{fuse_j}) \\ & + \sum_{j=1}^{N_f} \sum_{t=1}^T \sum_{a=1}^{N_{ftype}} \sum_{b=1}^{N_{ftype}} \left(\frac{x_{j,t,a} \cdot x_{j,t,b}}{(1+r)^{t-1}} \cdot \frac{x_{j,t,b} - 1}{2} \right) \cdot (X_{j,t} \cdot X_{j,t-1} \cdot IC_{f_{a,b}}) \\ & + \sum_{i=1}^{N_{lb}} \sum_{t=1}^T \frac{\omega_{j,t} - \omega_{j,t-1}}{(1+r)^{t-1}} \cdot (IC_{cap} \cdot \psi_{cap_j} + IC_{sw} \cdot \psi_{sw_j} + IC_{fpi} \cdot \psi_{fpi_j}) \end{aligned} \quad (۴)$$

$$C_{slv} = \sum_{i=1}^{N_f} \sum_{t=1}^T \sum_{a=1}^{N_{ftype}} \frac{x_{j,t,a} \cdot (X_{j,t} - 1)}{(1+r)^t} \cdot (SC_{fa}) \quad (۵)$$

$$C_{opr} = \sum_{j=1}^{N_f} \sum_{t=1}^T \frac{X_{j,t}}{(1+0.5r)^{2t+1}} \cdot (8760 L_{ff} \cdot P_{L_j}(t) \cdot C_{loss}) + \sum_{j=1}^{N_{sb}} \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+0.5r)^{2t+1}} \cdot (8760 S_{smax_j}(t) \cdot OC_{sub}) \quad (۶)$$

$$C_{Mnt} = \sum_{j=1}^{N_{sb}} \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+0.5r)^{2t+1}} \cdot (MC_{sub} \cdot S_{smax_j}(t)) + \sum_{j=1}^{N_f} \sum_{t=1}^T \frac{X_{j,t}}{(1+0.5r)^{2t+1}} \cdot (L_j \cdot MC_f + MC_{brk} \cdot \psi_{brk_j} + MC_{rcls} \cdot \psi_{rcls_j} + MC_{fuse} \cdot \psi_{fuse_j}) + \sum_{j=1}^{N_{lb}} \sum_{t=1}^T \frac{\omega_{j,t}}{(1+0.5r)^{2t+1}} \cdot (MC_{cap} \cdot \psi_{cap_j} + MC_{sw} \cdot \psi_{sw_j} + MC_{fpi} \cdot \psi_{fpi_j})$$

$$C_{Int} = \sum_{i=1}^{N_{lb}} \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+0.5r)^{2t+1}} \cdot (VOLL_j \cdot EENS_j(t)) \quad (۷)$$

معادله (۳)، مقدار فعلی کل درآمد شرکت توزیع را از طریق فروش انرژی الکتریکی در طول چشم‌انداز زمانی برنامه‌ریزی محاسبه می‌کند. در این معادله می‌توان $P_D(t)$ را به صورت زیر محاسبه نمود:

$$P_D(t) = \sum_{j=1}^{N_{lb}} P_{D_j}(t) \cdot LF_j \cdot (8760 - U_j(t)) \quad (۸)$$

معادلات (۴) و (۵) ارزش فعلی کل سرمایه‌گذاری و هزینه بازیافت را که باید برای گسترش شبکه پرداخت شود، محاسبه می‌کند. در (۴)، سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای پست‌ها، فیدرها، آرماتورهای خطوط و نقاط بارگذاری به ترتیب با اصطلاحات اول، دوم، سوم و چهارم محاسبه می‌شود. این اصطلاحات ضرایبی دارند و این ضرایب برای اطمینان از این است که هزینه مرتبط با هر عنصر (پست، خط و نقطه بارگذاری) یک بار محاسبه می‌شود. همچنین، این ضرایب به درک (۵)–(۷) کمک می‌کند.

مقدار فعلی هزینه بهره‌برداری و نگهداری سیستم طی چشم‌انداز زمانی برنامه‌ریزی به ترتیب در (۶) و (۷) محاسبه می‌شود. سرانجام، با فرض اینکه مقررات، شرکت توزیع را مجبور به پرداخت این هزینه به مشتریان از طریق تنزیل در قبض‌هایشان می‌کند، (۷) مقدار فعلی هزینه وقفه را محاسبه می‌نماید. علاوه بر این، هر وقفه با کاهش مقدار انرژی فروخته شده که در محاسبه درآمد در (۳) با استفاده از (۸) در نظر گرفته می‌شود، سود شرکت توزیع را کاهش می‌دهد. در (۴) و (۶)، متغیر $\omega_{j,t}$ وجود ($=1$) یا عدم وجود ($=0$) نقطه j بارگذاری در شبکه در سال t را نشان می‌دهد. متغیر ψ در جدول ۱ تعریف شده است.

جدول ۱. تعریف متغیر ψ

ψ	مقدار	توضیحات
$\psi_{brkj}/\psi_{rctsj}/\psi_{fusej}$	۱	یک بریکر/ریکلوزر/فیوز در خط j هست.
	۰	هیچ بریکر/ریکلوزر/فیوزی در خط j نیست.
$\psi_{swj}/\psi_{capj}/\psi_{fpij}$	۱	نقطه بار j دارای کلید/خازن/FPIs است.
	۰	نقطه بار j دارای کلید/خازن/FPIs نیست.

قیود

در این مدل، قیود مسئله بهینه سازی به دو دسته قیود فنی و قیود غیر فنی تقسیم می شوند.

قیود فنی اطمینان می دهند که حل نهایی مسئله، شبکه ای است که انرژی مورد نیاز را بین مشتریان توزیع می کند درحالی که با استانداردها مطابقت داشته و انتظارات مشتری و تنظیم کننده را برآورده می سازد. این قیود به شرح زیر است:

$$Contin = 1 \quad (9)$$

$$Count_f = Count_{lb} \quad (10)$$

$$Conv_{pf} = 1 \quad (11)$$

$$P_{Sj}^2(t) + Q_{Sj}^2(t) \leq S_{maxj}^2(t) \quad \forall j \in \Omega_{sb} \ \& \ \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (12)$$

$$P_{fj}^2(t) + Q_{fj}^2(t) \leq S_{fmaxj}^2(t) \quad \forall j \in \Omega_f \ \& \ \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (13)$$

$$(1 - \delta_v)V_{nom} \leq V_j(t) \leq (1 + \delta_v)V_{nom} \quad \forall j \in \Omega_{lb} \ \& \ \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (14)$$

$$SAIDI(t) \leq SAIDI_{th} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (15)$$

$$AENS(t) \leq AENS_{th} \quad \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (16)$$

معادله (۹) اطمینان می دهد که تمام نقاط بار از طریق فیدر به شبکه متصل می شوند و هیچ نقطه بارگیری جداگانه ای وجود ندارد. برای تعیین مقدار، نمودار شبکه برنامه ریزی شده مرور می شود تا مشخص شود که آیا هر فیدر یک نمودار متصل است ($Contin = 1$) یا نه ($Contin = 0$). در یک نمودار متصل نشده، (۱۰) شرط کافی برای شعاعی بودن شبکه است زیرا یک شبکه شعاعی است اگر و فقط اگر، هر فیدر یک نمودار متصل باشد و تعداد خطوط ($Count_f$) برابر با تعداد شین های بار باشد ($Count_{lb}$) (Lavorato et al., 2010). معادله (۱۱) همگرایی محاسبات جریان توان را به وسیله یکی از خروجی های برنامه پخش توان که یک متغیر باینری است، بررسی می کند. $Conv_{pf}$ در صورت محاسبات همگرایی برابر با یک است و اگر جریان قدرت به دلیل عدم تطابق قدرت فعال یا راکتیو، واگرایی کند، به صفر می رسد. در هر گره، معادلات (۱۲) و (۱۳) به ترتیب حداکثر ظرفیت پست ها و خطوط را نشان می دهند و (۱۴) قیود اندازه ولتاژ گره ها را نشان می دهد. معادلات (۱۵) و (۱۶) اطمینان حاصل می کنند که شاخص های قابلیت اطمینان شبکه، قابلیت اطمینان شده توسط تنظیم کننده را برآورده می سازند.

قیود غیر فنی که روی کروموزوم ها عمل می کنند و امکان برآورده شدن راه حل ها را بررسی می کنند، به شرح زیر است:

...	المان j						...
...	...	سال $t+1$		سال t	
...	نوع ۲	نوع ۱	...	نوع ۲	نوع ۱
...	$x_{j,t+1,2}$	$x_{j,t+1,1}$...	$x_{j,t,2}$	$x_{j,t,1}$

شکل ۱. ساختار کروموزوم

$$\sum_{t=1}^T \sum_{a=1}^{N_{stype}} x_{j,t,a} \leq Expan_j \quad \forall j \in \Omega_{sb} \quad (17)$$

$$\sum_{\tau=1}^t \sum_{a=1}^{N_{ftype}} x_{j,\tau,a} \leq 0 \quad \forall j \in \Omega_{fe}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (18)$$

$$\sum_{\tau=1}^t \sum_{a=1}^{N_{ftype}} x_{j,\tau,a} \leq 1 \quad \forall j \in \Omega_{ff}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (19)$$

$$-1 \leq \sum_{r=1}^t x_{j,r,a} \leq 0 \quad \forall j \in \Omega_{fe}, \forall a = Typ_j, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (20)$$

$$0 \leq \sum_{r=1}^t x_{j,r,a} \leq 1 \quad \forall j \in \Omega_{fe}, \forall a \in \{1, \dots, N_{ftype}\} \& a \neq Typ_j, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (21)$$

$$0 \leq \sum_{r=1}^t x_{j,r,a} \leq 1 \quad \forall j \in \Omega_{ff}, \forall a \in \{1, \dots, N_{ftype}\}, \forall t \in \{1, \dots, T\} \quad (22)$$

معادله (۱۷)، قیود منطقه موجود پست‌ها را برای توسعه نشان می‌دهد. پارامتر $Expan_j$ تعداد ترانس‌های قابل اضافه به پست j را نشان می‌دهد که برای پست‌های پیشنهادی، حداقل برابر با یک است. معادلات (۱۸) و (۱۹) اطمینان می‌دهند که تکثیر مدارها (به ترتیب، موجود و پیشنهادی) مجاز نیست. معادلات (۲۰)–(۲۲) نشان می‌دهد که صرفه‌جویی فقط برای یک خط و برای نوعی از این خط که قبلاً در شبکه وجود دارد، امکان‌پذیر است. در (۲۰) و (۲۱)، پارامتر Typ_j نوع خط j را نشان می‌دهد.

بهینه‌سازی

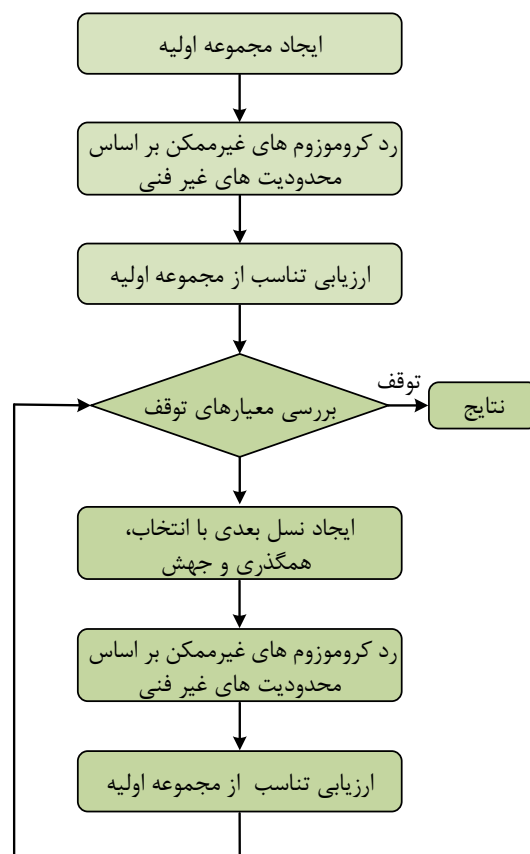
به منظور اعمال الگوریتم ژنتیک در مسئله برنامه‌ریزی سیستم توزیع، اولین قدم، تعیین ساختار کروموزوم است. شکل ۱، نحوه ساخت کروموزوم از متغیرهای تصمیم را نشان می‌دهد. ردیف آخر این شکل، رشته کروموزوم را نشان می‌دهد.

پس از ساختار کروموزوم، باید نحوه رسیدگی به قیود مشخص شود. روشی که برای مقابله با قیود غیرفنی مورد استفاده قرار می‌گیرد، تکذیب تکنیکی است که در آن، کروموزوم‌های غیرقابل اجرا در تمام نسل‌ها کنار گذاشته

می‌شوند. برای قیود فنی، از روش جریمه استفاده می‌شود که در آن، جریمه منفی برای نقض هر گونه قید به تابع هدف مسئله حداکثرسازی اضافه می‌شود. مقدار جریمه بسته به اهمیت قید متخلف، متفاوت است.

مرحله بعد، طراحی عملگرهای اساسی و پارامترهای کنترل الگوریتم ژنتیک است. برای حل مسئله برنامه‌ریزی سیستم توزیع می‌توان از بسیاری از طرح‌های انتخابی مانند انتخاب یکنواخت، انتخاب یکنواخت تصادفی، انتخاب مسابقه‌ای و انتخاب رولت استفاده کرد. برای اندازه جمعیت، هم‌گذری و نرخ جهش، مقادیر معمولی به ترتیب در فواصل $(20, 50)$ ، $(0.5, 1)$ و $(0.001, 0.05)$ انتخاب می‌شوند. برای متوقف کردن الگوریتم می‌توان از چندین معیار مانند تعداد نسل‌ها و تابع تناسب مدل استفاده کرد. در شکل ۲، روش حل مسئله برنامه‌ریزی سیستم توزیع ارائه شده است.

در هر تکرار الگوریتم ژنتیک، جمعیتی از راه‌حل‌ها وجود دارد. هر راه‌حل (کروموزوم)، طرحی متفاوت برای گسترش شبکه توزیع را نشان می‌دهد؛ بنابراین، برنامه محاسبه تناسب مدل در هر بار اجرا با شبکه متفاوتی روبرو است. این امر مشکلاتی را در ارزیابی قابلیت اطمینان ایجاد می‌کند زیرا برای ارزیابی شاخص‌های قابلیت اطمینان، علاوه بر داده‌هایی مانند نرخ خرابی (λ) و زمان تعمیر همه تجهیزات، دسترسی به ساختار شبکه (محل پست‌ها، خطوط، سوئیچ‌ها و سایر تجهیزات حفاظتی) نیز مورد نیاز است؛ بنابراین، زیر برنامه محاسبه قابلیت اطمینان، ابتدا باید ساختار شبکه را با استفاده از مقدار ژن‌ها در کروموزوم مربوطه شناسایی نماید.



شکل ۲. راه‌حل مسئله برنامه‌ریزی سیستم توزیع

روش ارزیابی قابلیت اطمینان

در ادامه، فرآیند شناسایی شبکه به وسیله پنج ماتریس داده‌شده انجام می‌شود.

$$\bullet \text{connect}_{N_b \times N_b} :$$

عناصر این ماتریس از داده‌های خط به دست می‌آیند. اگر هیچ خطی بین شین m و شین n وجود نداشته باشد،

$$\text{connect}(m, n) = \text{connect}(n, m) = 0$$

در غیر این صورت، اگر خط بین شین m و شین n واقع شده باشد،

$$\text{connect}(m, n) = \text{connect}(n, m) = \begin{cases} 1, & \text{if } X_{j,t} = 1 \\ 0, & \text{if } X_{j,t} = 0 \end{cases} \quad (23)$$

$$\bullet \text{bus_level}_{N_b \times 1} :$$

برای تعیین عناصر این ماتریس، ابتدا عناصر مربوط به شین‌های پست به صفر تنظیم می‌شوند (شین‌های صفر). سپس، عناصر مربوط به شین‌هایی که به شین‌های سطح صفر متصل می‌شوند، روی یک (شین‌های سطح یک) و غیره تنظیم می‌شوند؛ بنابراین، این ماتریس با استفاده از اتصال ماتریس connect و یک الگوریتم پیمایش نمودار مانند جستجوی عرض اول ساخته شده است.

$$\bullet \text{com_feed}_{N_{lb} \times 1} :$$

این ماتریس نقاط بار را که از یک فیدر مشترک تغذیه می‌شوند، مشخص می‌کند. برای ساخت این ماتریس، ابتدا عناصر مربوط به شین‌های سطح یک بر روی شماره شین تنظیم می‌شوند. سپس با استفاده از الگوریتم اتصال ماتریس connect و bus_level جستجوی عرض اول، نقاط بارگیری که به یک فیدر مشترک متصل هستند مشخص شده و عناصر متناظر آن‌ها روی شماره شین سطح یک تنظیم می‌شوند.

$$\bullet \text{com_sub}_{N_{lb} \times 1} :$$

این ماتریس، نقاط بار را که از یک پست مشترک تغذیه می‌شوند، مشخص می‌کند. در نتیجه، با استفاده از الگوریتم اتصال ماتریس، com_feed و جستجوی عرض اول، عناصر مربوط به نقاط بار فیدرها که به یک پست مشترک متصل هستند، روی شماره پست تنظیم می‌شوند.

$$\bullet \text{feed_rout}_{N_{lb} \times 1} :$$

این ماتریس، مسیر تأمین یک نقطه بار را مشخص می‌کند. اگر خط j در مسیر تغذیه شین m نباشد، داریم $\text{feed_rout}(m, j) = 0$ ، اگر خط j ، k مین خط در مسیر تأمین نقطه بار m باشد، باید داشته باشیم $\text{feed_rout}(m, j) = k$. عناصر این ماتریس را می‌توان با استفاده از یک الگوریتم بازگشتی از المان ماتریس connect و bus_level به دست آورد.

به راحتی می‌توان نشان داد که ساختار شبکه را می‌توان با داشتن دو ماتریس com_sub و feed_rout به طور منحصر به فرد تشخیص داد.

پس از شناسایی ساختار شبکه، فرآیند ارزیابی قابلیت اطمینان با تعریف ماتریس $u(N_f + N_{sb}) \times N_{lb}$ آغاز می‌شود. هر المان $u(j, m)$ از این ماتریس، نشان‌دهنده زمان قطع نقطه بار m ناشی از خرابی المان j است. پس از ساخت ماتریس u ، شاخص‌های قابلیت اطمینان به شرح زیر محاسبه می‌شوند:

$$U_m = \sum_j u(j, m) \quad \forall j \in \Omega_f \ \& \ \forall j \in \Omega_{sb} \quad (24)$$

$$EENS_m(t) = U_m(t) \cdot P_{D_m}(t) \cdot LF_m \quad (25)$$

$$SAIDI(t) = \frac{\sum_{m=1}^{N_{lb}} \omega_m \cdot U_m \cdot N_{cstmr_m}}{N_{cstmr}} \quad (26)$$

$$EENS(t) = \sum_{m=1}^{N_{lb}} EENS_m(t) \quad (27)$$

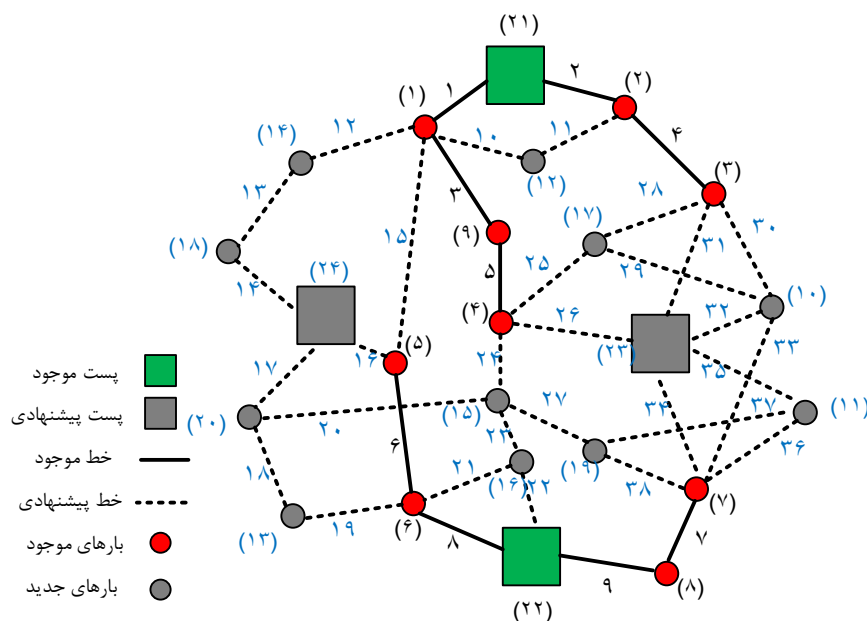
$$AENS(t) = \frac{EENS(t)}{N_{cstmr}} \quad (28)$$

نتایج عددی

مدل پیشنهادی برنامه ریزی سیستم توزیع در MATLAB با استفاده از MATPOWER 4.1 M-files (function runpf) برای محاسبات پخش توان (Zimmerman et al., 2011) و جعبه ابزار بهینه سازی عمومی (function ga) برای توسعه الگوریتم بهینه سازی، پیاده سازی شده است.

مدل توسعه یافته برای حل مسئله برنامه ریزی توسعه چندمرحله ای، در یک شبکه آزمون ۲۴ گره ای نشان داده شده در شکل ۳، مورد بررسی قرار گرفته است. این شبکه آزمون، یک سیستم توزیع ۲۰ کیلوولت است که توسط دو ترانسفورماتور ۲۰ مگاوات آمپر و ۶۳/۲۰ کیلوولت تأمین می شود. مسیرها و مکان های پیشنهادی عملی برای ساخت فیدرها و پست های آینده در شکل ۳ نشان داده شده است. جدول ۲، اطلاعات مربوط به نقاط بار از جمله پیک تقاضای برق پیش بینی شده در طول پنج سال و داده های مورد نیاز برای ارزیابی قابلیت اطمینان را نشان می دهد. جدول ۳، محل سوئیچ ها، خازن ها و دستگاه های حفاظت و اتوماسیون در شبکه موجود و پیشنهادی را نشان می دهد. فرض بر این است که محل این دستگاه ها از طریق مطالعات جای گذاری، تعیین شده است. علاوه بر دستگاه های ذکر شده در جدول ۳، یک قطع کننده مدار نیز در ابتدای هر فیدر وجود دارد.

برای ساخت پست های انتقال جدید یا توسعه پست های موجود از ترانسفورماتورهای ۲۰ یا ۳۰ مگاوات آمپر و برای کنترل ولتاژ و ولت آمپر راکتیو از بانک های خازنی ۶۰۰ کیلوولت استفاده می شود. رسانایی که در شبکه موجود استفاده می شود، از نوع خطوط هوایی LA56 است.



شکل ۳. شبکه ۲۴ گره ای تحت مطالعه

جدول ۲. داده‌های مرتبط با نقاط بار

Bus	P_D(t) (MW)						N_cstmr	VOLL (\$/kWh)
	t=0	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5		
1	2.54	2.59	2.63	2.7	2.73	2.74	17	38
2	0.5	0.6	0.62	0.63	0.67	0.71	25	24.5
3	1.66	1.75	1.83	1.88	1.96	2.04	20	24.1
4	0.29	0.3	0.32	0.24	0.29	0.29	40	27.8
5	0.18	0.22	0.24	0.26	0.23	0.27	10	24.5
6	0.75	0.9	0.92	0.92	0.95	0.98	23	29.9
7	2.87	2.16	2.37	2.38	2.84	2.85	33	24.5
8	0.46	0.47	0.51	0.56	0.56	0.59	20	24.5
9	0.8	0.88	0.93	0.95	0.96	1.03	3	30
10	0	1.19	1.3	1.43	1.63	1.65	21	24.5
11	0	1.17	1.25	1.34	1.44	1.67	9	17.5
12	0	0	0.62	0.65	0.69	0.79	19	17.5
13	0	0	0.78	0.81	0.83	0.88	24	17.5
14	0	0	0	2.14	2.15	2.15	12	24.8
15	0	0	0	1.13	1.13	1.13	4	20.1
16	0	0	0	1.51	1.54	1.6	14	29.9
17	0	0	0	0	0.66	0.74	16	20.1
18	0	0	0	0	1.32	1.39	34	21.6
19	0	0	0	0	0	1.09	26	29.9
20	0	0	0	0	0	2.65	22	24.5

برای توسعه شبکه، علاوه بر این هادی، انواع دیگری از هادی‌ها مانند کابل LA110 و XLPE نیز می‌تواند استفاده شود. در جدول ۴، داده‌های مربوط به هادی‌ها آورده شده است.

جدول ۳. محل دستگاه‌های حفاظتی و اتوماسیون

خط با فیوز	۳، ۴، ۶، ۱۵، ۲۰، ۲۹، ۳۳، ۳۷
خط با کلید	-
خط با کلید وصل مجدد	-
شین بار با کلید	۱، ۴، ۵، ۷، ۱۷
شین بار با خازن	۱، ۳، ۷، ۱۰، ۱۱، ۱۴، ۱۶، ۱۸، ۲۰
شین با نشانگر خطا	۱، ۲، ۶، ۸، ۹، ۱۱، ۱۴، ۱۶، ۱۷، ۱۸، ۱۹، ۲۰

برای مقایسه، دو سناریو انجام می‌شود:

- سناریوی اول: برنامه‌ریزی با مدل پیشنهادی حداکثر سود بدون در نظر گرفتن اتوماسیون توزیع.
- سناریوی دوم: برنامه‌ریزی با حداکثر سود با در نظر گرفتن اتوماسیون توزیع به همراه توابع کنترل ولتاژ خودکار و ولت‌آمپر راکتیو و مدیریت خطای خودکار.

جدول ۴. داده هادی‌ها

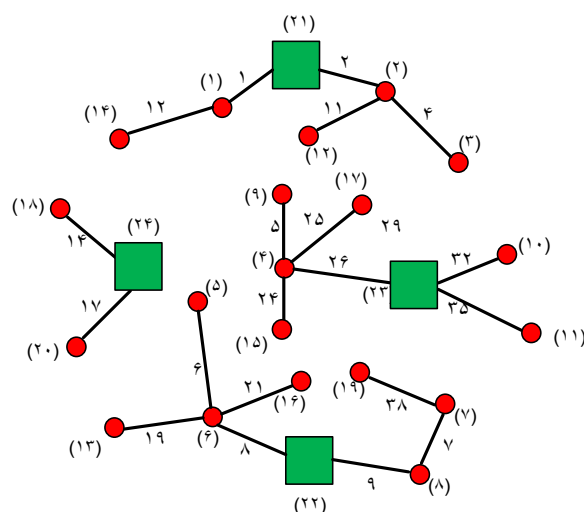
هادی	نوع	مقاومت (اهم بر کیلوکتر)	راکتانس (اهم بر کیلومتر)	نرخ توان (مگاوات‌آمپر)	نرخ ولتاژ (کیلوولت)
LA56	خطوط هوایی	0.683	0.415	3.4	20
LA110	خطوط هوایی	0.342	0.387	5.2	20
XLPE	کابل	0.202	0.204	8.1	20

سناریوی اول

در این حالت، از مدل حداکثر سود پیشنهادی برای تهیه برنامه توسعه شبکه آزمایشی استفاده می شود. شکل ۴ و جدول ۵، طرح توسعه را در این سناریو ارائه می دهند.

بر اساس این طرح، دو پست در سال اول و چهارم چشم انداز برنامه ریزی به شبکه اضافه می شوند و طرح تغذیه کنندگان با طرحی که توسط مدل مبتنی بر هزینه پیشنهاد می شود، متفاوت است. علاوه بر این، لازم است هادی هوایی خطوط ۱ و ۹ به ترتیب با کابل XLPE در سال اول و پنجم جایگزین و خط ۳ در سال ۲ حذف شود. این طرح، کابل XLPE را برای ساخت خط ۱۷ در سال ۵ و LA56 را برای سایر خطوط پیشنهاد می کند.

می توان دریافت که مدل پیشنهادی، هزینه بر و گران است. می توان توضیح داد که یک شرکت با حداکثر سود باید اغلب بیش از یک شرکت با حداقل هزینه سرمایه گذاری کند؛ بنابراین، یک شرکت توزیع که شبکه خود را مطابق با برنامه حاصل از مدل ارائه شده توسعه دهد، می تواند انتظار عملکرد بهتری را در فضای رقابتی داشته باشد.



شکل ۴. برنامه توسعه به دست آمده در سناریوی اول

جدول ۵. جزئیات برنامه ریزی در سناریوی اول

المان	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5
پست افزوده شده	۲۰ مگا ولت آمپر (۲۳)	-	-	۲۰ مگا ولت آمپر (۲۴)	-
حذف شده	-	۳	-	-	۹
خط اضافه شده	۳۵، ۳۲، ۱	۲۶، ۱۹، ۱۱	۲۴، ۲۱، ۱۲	۲۵، ۱۴	۳۸، ۱۷، ۹

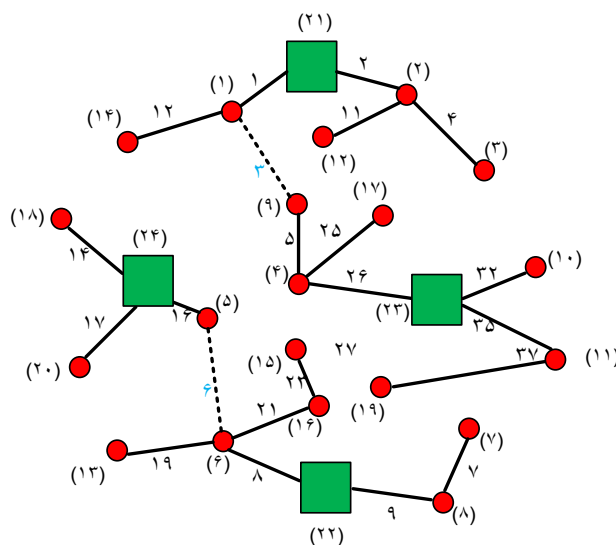
سناریوی دوم

در این حالت، برنامه توسعه با استفاده از مدل مبتنی بر سود با توجه به اتوماسیون توزیع با توابع کنترل و لتاژ خود کار و ولت آمپر راکتیو و مدیریت خطای خود کار تهیه می شود. شکل ۵ و جدول ۶، طرح توسعه ای را نشان می دهد که در این سناریو حاصل شده است.

طبق طرح پیشنهادی، هادی خط ۱ باید در سال ۳ با LA110 جایگزین شود و دو پست در سال ۱ و ۴ ساخته شود. در این طرح، خطوط ۳ و ۶ حذف نمی شوند اما در حالت عادی، سیستم با استفاده از سوئیچ های معمول باز (در شین های ۱ و ۵) از شبکه جدا می شوند تا قید عملکرد شعاعی را بر آورده کنند. از طرف دیگر، هنگام بروز خطا، این خطوط

ممکن است توسط سیستم مدیریت خطای خودکار از طریق مانور بین فیدرها برای کاهش تعداد نقاط بار آسیب‌دیده و در نتیجه، کاهش هزینه قطع استفاده شود.

در این طرح، از سرمایه‌گذاری برای جایگزینی خطوط هوایی با کابل‌های زیرزمینی که ضریب خرابی بسیار کمی دارند و ضریب اطمینان بالایی را تضمین می‌کنند، جلوگیری می‌شود زیرا تجهیز شبکه به اتوماسیون توزیع و تابع مدیریت خطای خودکار آن، بهبود قابلیت اطمینان شبکه را به همراه دارد و نیازی به بهبود قابلیت اطمینان با استفاده از کابل‌های زیرزمینی نیست. علاوه بر این، در این طرح برای ساخت خطوط از رسانا با کمترین سطح مقطع استفاده می‌شود زیرا تابع کنترل ولتاژ خودکار و ولت‌آمپر راکتیو، افت ولتاژ و تلفات را کاهش می‌دهد؛ بنابراین، اجرای این طرح سودآورتر از برنامه پیشنهادی در سناریوی اول است.



شکل ۵. برنامه توسعه به‌دست‌آمده در سناریوی دوم

جدول ۶. جزئیات برنامه‌ریزی در سناریوی دوم

المان	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5
پست افزوده‌شده	۲۰ مگاوات آمپر (۲۳)	-	-	۲۰ مگاوات آمپر (۲۴)	-
حذف‌شده	-	-	-	-	۹
خط اضافه‌شده	۳۵، ۳۲	۲۶، ۱۹، ۱۱	۲۳، ۲۱، ۱۲، ۱	۲۵، ۱۶، ۱۴	۳۷، ۱۷

نتیجه

یک روش برای برنامه‌ریزی توسعه شبکه توزیع با در نظر گرفتن توابع اتوماسیون توزیع به کار گرفته شد، برنامه‌ریزی از دیدگاه شرکت توزیع با استفاده از مدل حداکثر سود انجام گرفت و مسئله بهینه‌سازی MINLP با استفاده از الگوریتم ژنتیک حل شد. همچنین، یک روش ارزیابی قابلیت اطمینان برای به کارگیری در مطالعات برنامه‌ریزی مورد استفاده قرار گرفت و هزینه وقفه و تأثیر آن بر درآمد شرکت، محاسبه و ارزیابی شد.

مقایسه نتایج مرتبط با مدل حداکثر سود پیشنهادی و اتوماسیون نشان می‌دهد که تفاوت‌های قابل توجهی بین برنامه‌های طراحی شده توسط این دو مدل وجود دارد. این اختلافات حاکی از آن است که اگر شرکت، گسترش شبکه را بر اساس برنامه تدوین شده توسط مدل اتوماسیون صورت دهد، می‌تواند در یک فضای رقابتی، بهره‌وری بالاتر و عملکرد بهتر را به دست آورد. نتایج مطالعات موردی نشان می‌دهد که برنامه پیشنهادی توسط مدل اتوماسیون ممکن

است گران‌تر از برنامه مبتنی بر حداکثر سود باشد. این امر تناقضی ندارد زیرا دستیابی به حداکثر سود و قابلیت اطمینان حاصل از اتوماسیون معمولاً به سرمایه‌گذاری بیشتری نسبت به مدل حداکثر سود نیاز دارد. به‌علاوه، در نظر گرفتن توابع اتوماسیون مانند کنترل ولتاژ خودکار و ولت‌آمپر راکتیو و مدیریت خطای خودکار از سرمایه‌گذاری برای جایگزینی هادی‌های موجود با کابل یا هادی با ظرفیت بیشتر جلوگیری می‌کند زیرا در نظر گرفتن این فناوری‌ها، هزینه محاسبه‌شده مرتبط با عملکرد و قطع را کاهش می‌دهد. لازم به ذکر است، اگر چالش‌های پیش‌روی شبکه‌های توزیع از جمله فناوری‌های شبکه هوشمند، در مرحله برنامه‌ریزی سیستم‌های توزیع به‌درستی بررسی شود، برنامه توسعه به‌دست آمده می‌تواند سازگاری بیشتری با اهداف استراتژیک شرکت‌ها داشته باشد.

منابع

- Borowski, D., & Seamon, R. (1990). EPRI project RP 2592, 'large scale distribution automation and load control', enters test year. *IEEE transactions on power delivery*, 5(1), 486-492.
- Cossi, A. M., Da Silva, L. G. W., Lazaro, R. A. R., & Mantovani, J. R. S. (2012). Primary power distribution systems planning taking into account reliability, operation and expansion costs. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 6(3), 274-284.
- Diaz-Dorado, E., Cidrás, J., & Míguez, E. (2002). Application of evolutionary algorithms for the planning of urban distribution networks of medium voltage. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3), 879-884.
- Farahani, V., Vahidi, B., & Abyaneh, H. A. (2011). Reconfiguration and capacitor placement simultaneously for energy loss reduction based on an improved reconfiguration method. *IEEE Transactions on power systems*, 27(2), 587-595.
- Gomez, J. F., Khodr, H. M., De Oliveira, P. M., Ocque, L., Yusta, J. M., Villasana, R., & Urdaneta, A. J. (2004). Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits. *IEEE Transactions on power systems*, 19(2), 996-1004.
- Gönen, T., & Ramirez-Rosado, I. J. (1986). Review of distribution system planning models: A model for optimal multistage planning. In *IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)* (Vol. 133, No. 7, pp. 397-408). IET Digital Library.
- Haffner, S., Pereira, L. F. A., Pereira, L. A., & Barreto, L. S. (2008). Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation—Part I: Problem formulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(2), 915-923.
- Heidari, S., Fotuhi-Firuzabad, M., & Kazemi, S. (2015). Power distribution network expansion planning considering distribution automation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(3), 1261-1269.
- Lavorato, M., Rider, M. J., Garcia, A. V., & Romero, R. (2010). A constructive heuristic algorithm for distribution system planning. *IEEE transactions on power systems*, 25(3), 1734-1742.
- Lotero, R. C., & Contreras, J. (2011). Distribution system planning with reliability. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(4), 2552-2562.
- Míguez, E., Cidrás, J., Díaz-Dorado, E., & García-Dornelas, J. L. (2002). An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4), 931-936.
- Miranda, V., Ranito, J. V., & Proenca, L. M. (1994). Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. *IEEE Transactions on power systems*, 9(4), 1927-1933.
- Naderi, E., Seifi, H., & Sepasian, M. S. (2012). A dynamic approach for distribution system planning considering distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(3), 1313-1322.
- Nahman, J. M., & Peric, D. M. (2008). Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique. *IEEE Transactions on Power systems*, 23(2), 790-795.
- Navarro, A., & Rudnick, H. (2009). Large-scale distribution planning—Part I: Simultaneous network and transformer optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2), 744-751.
- Northcote-Green, J., & Wilson, R. G. (2017). *Control and automation of electrical power distribution systems* (Vol. 28). CRC press.
- Parada, V., Ferland, J. A., Arias, M., & Daniels, K. (2004). Optimization of electrical distribution feeders using simulated annealing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(3), 1135-1141.

- Ramirez-Rosado, I. J., & Bernal-Agustin, J. L. (1998). Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(2), 696-703.
- Ramírez-Rosado, I. J., & Bernal-Agustín, J. L. (2001). Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(1), 111-118.
- Su, C. L., & Teng, J. H. (2007). Economic evaluation of a distribution automation project. In *Conference Record of the 2006 IEEE Industry Applications Conference Forty-First IAS Annual Meeting* (Vol. 3, pp. 1402-1409). IEEE.
- Zimmerman, R. D., Murillo-Sánchez, C. E., & Thomas, R. J. (2011). MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. *IEEE Transactions on power systems*, 26(1), 12-19.
- Brown, R. E. (2008, July). Impact of smart grid on distribution system design. In *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century* (pp. 1-4). IEEE.

استناد به این مقاله: محمدی‌پور، احمد و ستایش‌نظر، مهرداد. (۱۴۰۱). برنامه‌ریزی توسعه شبکه توزیع با در نظر گرفتن اتوماسیون توزیع و بهره‌گیری از الگوریتم حل فراابتکاری ژنتیک. فصلنامه پژوهش‌های نوین در شهر هوشمند، ۱(۲)، ۲۰-۳۶.



New Researches in The Smart City is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License.