

انتخاب ظرفیت و مکان بهینه پست‌های توزیع به منظور افزایش بهره‌وری شبکه با استفاده از روش جایجایی ترانسفورماتورها

حبيب رجبى مشهدى

استاد گروه برق

دانشگاه فردوسى مشهد

مشهد، ایران

رضا ميرجلىلى

كارشناس ارشد برق قدرت

دانشگاه فردوسى مشهد

مشهد، ایران

که بر مقدار تلفات شبکه توزیع دارد انتخاب ظرفیت و مکان نصب مناسب برای این تجهیزات بسیار مهم می‌باشد. در کشورهای مختلف سیاست‌های مختلفی برای انتخاب ظرفیت این تجهیزات به‌کاربرده شده است. به‌عنوان مثال کشورهای اروپایی هر محله و خیابان را با یک ترانس بزرگ با توانی بین ۳۱۵ تا ۱۰۰۰ کیلوولت آمپر تغذیه می‌کنند. درحالی‌که در کشور آمریکا استفاده از ترانسفورماتورهای کوچک با فواصل کم مرسوم است [۱]. با توجه به تنوع ساختمانی و تراکم بار موجود در ایران طراحی و انتخاب بهینه ترانسفورماتور توزیع مسئله‌ای دشوار است. برای حل آن نیاز به روش‌های ریاضی و محاسبات پیچیده است. از طرفی رشد بار موجود در شبکه برق ایران باعث دشوارتر شدن مسئله می‌شود چراکه در صورت پربار شدن یک ترانسفورماتور، بهره‌بردار با نصب یک ترانسفورماتور کوچک دیگر در نزدیکی ترانس موردنظر سعی در برآورده کردن نیاز مشترکین دارد. انتخاب این‌گونه ترانس‌ها برای کم کردن بار ترانسفورماتور دیگر اغلب بدون در نظر گرفتن ظرفیت ترانسفورماتورهای موجود دیگر به‌کاربرده شده در شبکه است. این امر می‌تواند باعث افزایش هزینه‌های کلی بهره‌برداری گردد. چراکه با توجه به گستردگی شبکه توزیع ممکن است در جای دیگر از شبکه توزیع ترانس کم‌بار وجود داشته باشد که بتوان با جایجایی این ترانسفورماتورها و بدون خرید ترانسفورماتور جدید مسئله را حل کرد که هزینه کمی را برای بهره‌بردار ایجاد می‌کند.

یکی از روش‌های ابتکاری که برای حل مسائل بهینه‌سازی از آن استفاده می‌شود و موردتوجه بسیاری قرارگرفته است الگوریتم ژنتیک است. این روش ابزار مناسبی برای حل مسائل بهینه‌سازی غیرخطی و گسسته است.

چکیده — با توجه به تنوع بالای ترانسفورماتورهای توزیع از نظر ظرفیت و گستردگی شبکه توزیع انتخاب اندازه و محل نصب مناسب برای این تجهیزات همواره یکی از مسائل دشوار و پیچیده در طراحی شبکه‌های توزیع برق می‌باشد. از طرفی رشد بالای بار در این شبکه‌ها باعث می‌شود ترانس‌های انتخاب‌شده پربار شود؛ بنابراین برای کم کردن بار ترانسفورماتور بهره‌بردار مجبور به نصب ترانسی دیگر در نزدیکی ترانس موردنظر بوده که این کار می‌تواند باعث افزایش هزینه‌های بهره‌برداری گردد. در این مقاله با بهره‌گیری از اطلاعات مکانی دقیق مشترکین و شبکه توزیع و نیز مصرف هرکدام از مشترکین و استفاده از الگوریتم ژنتیک روشی برای انتخاب ظرفیت مناسب و مکان این تجهیزات و همچنین برای جایجایی مناسب ترانسفورماتورهای استفاده‌شده در شبکه به منظور افزایش بهره‌وری و کاهش تلفات ارائه شده است. این روش برای یک منطقه نمونه در شهر مشهد پیاده‌سازی شده است و نتایج تحلیل شده است.

واژه‌های کلیدی — ترانسفورماتور توزیع؛ ظرفیت بهینه؛ افزایش

بهره‌وری؛ کاهش تلفات

۱. مقدمه

ترانسفورماتورهای توزیع یکی از تجهیزات بسیار پرکاربرد و اساسی در شبکه‌های توزیع برق است. با توجه به قیمت و ارزش این تجهیز و تأثیری

۲.۲. هزینه تلفات بارداری و بی‌باری

تلفات ترانسفورماتور یکی از عوامل انتخاب ظرفیت مناسب برای این تجهیزات می‌باشد. بر اساس گزارش^۱ ORNL تلفات ترانسفورماتورهای توزیع ۲۶٪ تلفات انتقال و توزیع و ۴۱٪ تلفات توزیع و فوق توزیع را تشکیل می‌دهد [۳]. همچنین مطالعات صورت گرفته در کشورهای اروپایی و آمریکا نشان داده است که بیش از ۳۳٪ کل تلفات شبکه انتقال و توزیع مربوط به تلفات ترانسفورماتورهای توزیع شبکه است [۴].

تلفات ترانسفورماتورها خود به دو بخش تلفات بارداری و تلفات بی‌باری تقسیم‌بندی می‌شود. تلفات بی‌باری مستقل از بار ترانسفورماتور بوده و برای ترانسفورماتورهای امروزی حدود ۰.۲٪ توان نامی ترانسفورماتور می‌باشد. این نوع تلفات تابعی از جنس هسته می‌باشد و به‌طورکلی به تلفات آهن و تلفات دی‌الکتریک تقسیم‌بندی می‌شود. اما با توجه به اینکه تلفات دی‌الکتریک نسبت به تلفات آهن مقدار جزئی دارند بنابراین تلفات بی‌باری با نام تلفات آهن یا تلفات هسته ترانسفورماتور شناخته می‌شود [۳].

با توجه به هزینه‌های گفته‌شده، هزینه اساسی یک ترانسفورماتور با استفاده از معادله (۱) بر اساس استاندارد ترانسفورماتورهای توزیع اروپا و آمریکا محاسبه می‌گردد [۵، ۶].

$$TOC = C_t + A \cdot P_{NL} + B \cdot P_{LL} \quad (1)$$

درحالی‌که داریم:

TOC : هزینه اساسی ترانسفورماتور توزیع

C_t : هزینه خرید ترانسفورماتور

A : ضریب تبدیل به هزینه جاری تلفات بی‌باری

P_{NL} : مقدار تلفات بی‌باری ترانسفورماتور

B : ضریب تبدیل به هزینه جاری تلفات بارداری

P_{LL} : مقدار تلفات بارداری ترانسفورماتور

بنابراین برای انتخاب ظرفیت و محل نصب ترانسها و یا جابجایی بین آنها با توجه به گسستگی و پیچیدگی مسئله از این روش استفاده شده است.

در ادامه در بخش ۲ به بیان هزینه‌های کلی ترانسفورماتورهای توزیع پرداخته شده است. سپس در بخش ۳ تابع هدف مسئله و روش حل بوسیله الگوریتم ژنتیک بررسی شده است. در انتها روش پیشنهادی بر روی یک منطقه نمونه در شهر مشهد پیاده‌سازی و نتایج تحلیل شده است.

۲. تحلیل هزینه‌های ترانسفورماتور توزیع

این هزینه‌ها متوجه شرکت توزیع به‌عنوان مالک تجهیزات شبکه است و شامل هزینه‌های خرید و نصب، جابجایی، تلفات بارداری و بی‌باری ترانسفورماتور و همچنین تلفات شبکه است.

۲.۱. هزینه خرید و نصب

هزینه خرید ترانسفورماتورهای توزیع بسته به نوع و ظرفیت آن متغیر است. اکثر ترانسفورماتورهای استفاده‌شده در شبکه توزیع برق مشهد از نوع روغنی است. هزینه ظرفیت‌های مختلف این نوع ترانسفورماتور به همراه هزینه‌های نصب آنها در «جدول ۱» آورده شده است.

جدول ۱: هزینه خرید و نصب ترانسفورماتورهای توزیع [۲]

نوع ترانس (کیلوولت آمپر)	هزینه کالا (ریال)	هزینه عملیات نصب (ریال)
۲۵	۷۶,۷۱۸,۲۲۹	۶,۲۵۵,۹۷۷
۵۰	۹۴,۴۴۸,۴۲۹	۶,۵۰۴,۲۸۱
۷۵	۱۰۹,۶۵۲,۷۷۹	۶,۶۲۷,۲۹۱
۱۰۰	۱۲۵,۰۳۹,۲۲۹	۷,۰۱۱,۱۹۸
۱۲۵	۱۵۱,۰۶۷,۹۹۹	۷,۲۵۶,۳۸۰
۱۶۰	۱۹۳,۶۵۱,۳۶۷	۷,۵۷۴,۳۴۹
۲۰۰	۲۲۴,۶۵۵,۷۸۷	۶,۸۶۴,۹۶۵
۲۵۰	۲۲۸,۶۷۱,۲۹۷	۷,۸۷۳,۰۱۵
۳۱۵	۳۰۷,۷۵۷,۸۵۹	۹,۲۱۴,۲۳۹
۴۰۰	۳۸۰,۶۹۰,۰۷۴	۱۰,۹۸۴,۴۴۱
۵۰۰	۴۱۵,۵۰۴,۰۸۴	۱۱,۱۵۶,۹۷۰
۶۳۰	۸۳۱,۲۲۰,۳۰۰	۲۴,۸۹۰,۱۵۹
۸۰۰	۹۴۴,۹۸۶,۳۰۰	۲۷,۰۰۵,۵۶۹
۱۰۰۰	۱,۰۶۳,۵۷۷,۸۰۰	۲۹,۱۲۱,۷۴۴
۱۲۵۰	۱,۲۵۴,۸۹۵,۲۰۰	۳۲,۸۹۵,۴۲۵

¹ Oak Ridge National Laboratory

² Total Owning Cost

۲.۳ هزینه تلفات شبکه

با توجه به اینکه شعاع تغذیه خطوط فشار ضعیف اغلب بین ۳۰۰ تا بیش از ۵۰۰ متر و گاهی نیز به ۱۰۰۰ متر هم می‌رسد و با توجه به اینکه در این فاصله ولتاژ بسیار کم و جریان بسیار بالا است؛ بنابراین اتلاف انرژی در این فاصله اهمیت زیادی پیدا می‌کند. از آنجا که تلفات با مقاومت خطوط رابطه‌ای خطی و با جریان خطوط نیز به صورت توان دوم رابطه مستقیم دارد بنابراین می‌توان به صورت رابطه (۲) آن را در نظر گرفت [۸،۷].

$$P_{Lij} = D_{ij} \cdot W_j^2 \quad (2)$$

در حالی که داریم:

P_{Lij} : تلفات شبکه فشار ضعیف بین دو نقطه i و j

D_{ij} : فاصله بین ترانس i ام و بار j ام

W_j : توان بار j ام

۲.۴ هزینه جابجایی ترانسفورماتور توزیع

هزینه‌ای که در جابجایی یک ترانسفورماتور می‌تواند ایجاد شود اغلب هزینه نیروی انسانی می‌باشد. این هزینه همچنین با افزایش ظرفیت ترانس و بزرگ‌تر شدن و مسافت جابجایی آن می‌تواند افزایش یابد. بنابراین هزینه جابجایی می‌تواند ارتباط مستقیم با هزینه نصب یک ترانس جدید، و هزینه جابجا کردن بین دو محل قدیم و جدید با در نظر گرفتن ظرفیت ترانس موردنظر باشد. بنابراین می‌توان این رابطه را به صورت زیر تعریف کرد.

$$C_r = K \cdot D_{pq} \cdot S_p + f \cdot C_o \quad (3)$$

در حالی که داریم:

C_r : هزینه جابجایی ترانسفورماتور

D_{pq} : فاصله بین نقطه p و q

S_p : ظرفیت ترانس نقطه p

C_o : هزینه عملیات نصب ترانسفورماتور

f : ضریب افزایش هزینه نصب ترانسفورماتور به علت مستعمل بودن ترانسفورماتور

K : ضریب تبدیل به هزینه جاری

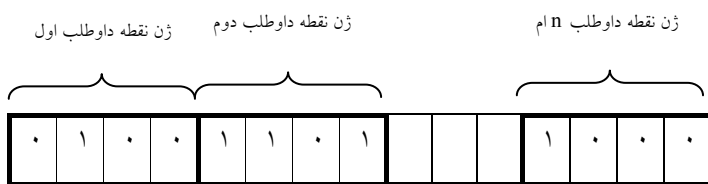
۳. تعیین تابع هدف مسئله

۳.۱. تابع هدف مسئله

برای استفاده از الگوریتم ژنتیک در حل مسئله بهینه‌سازی انتخاب ترانسفورماتورها، ابتدا بایستی نحوه کدگذاری کروموزوم مشخص شود. سپس با تعیین تابع هدف، برازندگی هر کدام از کروموزوم‌ها مشخص می‌گردد.

در این مقاله به‌منظور تعیین محل نصب ترانسفورماتور، نقاطی از شبکه فشار متوسط را که امکان نصب ترانس در آن وجود داشته را به‌عنوان نقطه داوطلب نصب ترانسفورماتور در نظر گرفته شده است. از آنجا که نصب ترانس بر روی حداقل یک پایه فشار متوسط صورت می‌گیرد؛ بنابراین تمام پایه‌های شبکه فشار متوسط به‌عنوان نقطه داوطلب در نظر گرفته شده‌اند.

طول کروموزوم با توجه به تعداد نقاط کاندید مشخص می‌شود. به این صورت که به تعداد هر نقطه کاندید یک ژن ۴ بیتی به طول کروموزوم اضافه می‌گردد. هر ژن نشان‌دهنده ظرفیت ترانسفورماتور در نقطه کاندید موردنظر می‌باشد. « شکل ۱ » چگونگی کدگذاری باینری را نشان می‌دهد.



شکل ۱: کروموزوم کدگذاری شده

هر چهار بیت نشان‌دهنده یک ظرفیت خاص از ترانسفورماتور در نقطه داوطلب خود هستند. در «جدول ۲» مقدار ظرفیت هر کد آورده شده است.

جدول ۲: ظرفیت‌های کد شده ترانسفورماتور

کد باینری	ظرفیت KVA	کد باینری	ظرفیت KVA
۱۰۰۰	۲۵۰	۰۰۰۰	عدم وجود ترانس
۱۰۰۱	۳۱۵	۰۰۰۱	۲۵
۱۰۱۰	۴۰۰	۰۰۱۰	۵۰
۱۰۱۱	۵۰۰	۰۰۱۱	۷۵
۱۱۰۰	۶۳۰	۰۱۰۰	۱۰۰
۱۱۰۱	۸۰۰	۰۱۰۱	۱۲۵
۱۱۱۰	۱۰۰۰	۰۱۱۰	۱۶۰
۱۱۱۱	۱۲۵۰	۰۱۱۱	۲۰۰

$C_{NL_{hi}}$: هزینه تلفات بی‌باری ترانسفورماتور ترانس i در سال h

$C_{LL_{hi}}$: هزینه تلفات بارداری ترانسفورماتور i در سال h

D_{pq} : فاصله بین دو نقطه p و q که ترانسفورماتور در بین این دو نقطه جابجا می‌شود.

S_{pi} : ظرفیت ترانسفورماتور در نقطه p که قرار است به نقطه q جابجا شود.

K_h : ضریب هزینه جابجایی ترانسفورماتور در سال h

f : ضریب افزایش هزینه عملیات نصب به علت مستعمل بودن ترانسفورماتور

n : تعداد نقاط بار متمرکز

e_{ij} : برابر یک است اگر بار j از ترانس i تغذیه شود و برابر صفر است اگر بار j از ترانس i تغذیه نشود.

D_{ij} : فاصله بین بار j از ترانسفورماتور i

W_j^i : توان میانگین بار j متصل به ترانسفورماتور i

λ : ضریب کاهش هزینه ترانس‌های برگشت داده‌شده

قیودی که برای این تابع در نظر گرفته شده است نیز به صورت زیر می‌باشد.

۱. قید حداکثر بار متصل شده به ترانسفورماتور

$$\beta \cdot S_i \geq \sum_{j=1}^{l_i} W_j^i \quad (10)$$

β ضریب بهره‌برداری از ترانسفورماتور و l_i تعداد کل بارهای متصل به ترانسفورماتور i است. S_i نیز ظرفیت ترانس i نام می‌باشد.

۲. قید حداکثر فاصله بین بار و ترانسفورماتور تغذیه‌کننده آن

$$D_{ij} \leq D_{\max} \quad (11)$$

۳.۲. ایجاد نقطه بار متمرکز و تعیین منطقه

سرویس‌دهی ترانسفورماتور

در نظر گرفتن هر مشترک به‌عنوان یک نقطه بار مجزا از طرفی باعث افزایش بسیار زیاد زمان اجرای برنامه شده و از طرف دیگر نیز پاسخ‌های داده‌شده ممکن است غیرعملی بوده چراکه ممکن است با در نظر گرفتن هر

با توجه به معادلاتی که در بخش دوم بیان شد تابع هدف این مسئله بر اساس کاهش هزینه کلی تحمیل‌شده بر بهره‌بردار و به صورت زیر تعریف می‌شود.

$$\min \sum_{h=1}^T \sum_{i=1}^m (C_{1_{hi}} + C_{2_{hi}} + C_{3_{hi}} + C_{4_{hi}} - C_{5_{hi}}) \quad (4)$$

در حالی که داریم:

T : تعداد سال‌های مورد مطالعه

m : تعداد ترانس‌های موجود

$C_{1_{hi}}$ تا $C_{5_{hi}}$ نیز به صورت زیر تعریف می‌شوند.

$$C_{1_{hi}} = (1 - \alpha) \cdot [C_{t_{hi}} + C_{o_{hi}}] \quad (5)$$

$$C_{2_{hi}} = \alpha \cdot [K \cdot D_{pq} \cdot S_{pi} + f \cdot C_{o_{hi}}] \quad (6)$$

$$C_{3_{hi}} = C_{NL_{hi}} + C_{LL_{hi}} \quad (7)$$

$$C_{4_{hi}} = R_h \cdot \sum_{j=1}^n e_{ij} \cdot D_{ij} \cdot W_j^i \quad (8)$$

$$C_{5_{hi}} = \lambda \cdot C_{t_{hi}} \quad (9)$$

به طوری که داریم:

$C_{1_{hi}}$: هزینه خرید و نصب ترانسفورماتور جدید i در سال h

$C_{2_{hi}}$: هزینه جابجایی در نظر گرفته‌شده برای ترانسفورماتور موجود i در سال h

$C_{3_{hi}}$: هزینه تلفات بی‌باری و بارداری ترانسفورماتور i در سال h

$C_{4_{hi}}$: هزینه تلفات شبکه فشار ضعیف برای بارهای متصل شده به ترانسفورماتور i در سال h

$C_{5_{hi}}$: بازگشت سرمایه ترانسفورماتور برگشت داده‌شده i به انبار در سال h

α_i : ضریب مشخص‌کننده وضعیت خرید یا جابجا شدن برای ترانسفورماتور i بعد از اعمال روش جابجایی است. صفر نشان‌دهنده این است که ترانسفورماتور i جدیداً خریداری شده است و یک نشان‌دهنده این است که ترانسفورماتور i از قبل در شبکه بوده و جابجا شده است.

$C_{t_{hi}}$: هزینه خرید ترانسفورماتور i در سال h

$C_{o_{hi}}$: هزینه نصب ترانسفورماتور i در سال h

برای مشخص کردن اینکه هر نقطه بار نیز از کدام ترانس تغذیه می‌شود از آنجاکه تغذیه هر بار از نزدیک‌ترین ترانس کمترین تلفات و هزینه را در بردارد برای محاسبه ابتدا ضریب e_{ij} را برای بارهایی که نزدیک‌ترین فاصله را به این ترانسفورماتور دارند برابر یک قرار می‌دهیم. سپس قید اول مسئله بررسی می‌شود. اگر قید نقض نشده بود به محاسبه هزینه‌ها پرداخته می‌شود در غیر این صورت هرکدام از ترانسفورماتورها که اضافه‌بار بر روی آن‌ها ایجاد شده است یک نقطه بار از آن کاسته می‌شود و e_{ij} برای دومین ترانس نزدیک برای آن نقطه یک می‌شود و این کار تا جایی که هیچ‌کدام از قیود مسئله نقض نشود ادامه دارد. سپس به محاسبه هزینه تابع هدف پرداخته می‌شود. روندنمای حل مسئله به صورت کلی در «شکل ۲» آمده است.

۴. مورد مطالعه

به منظور پیاده‌سازی مسئله و دستیابی به نتایج عملی برای یک منطقه خاص از شهر مشهد این روش اجرا و نتایج آن آورده شده است. روشی که به منظور دسترسی به وضعیت بار مشترکین به‌کاربرده شده استفاده از کنتورهای سه تعرفه است که در سه زمان مختلف مقدار انرژی مصرفی مشترک را ثبت می‌کند. در منطقه مورد مطالعه ۹۰ درصد تمام کنتورها از این نوع می‌باشد.

الگوریتم پیشنهادی برای دو مطالعه مختلف اجرا شده است. مطالعه اول با فرض عدم وجود ترانسفورماتور در هیچ نقطه از شبکه اجرا شده و برنامه‌ریزی برای ده سال آینده صورت گرفته است. در حالی که در مطالعه دوم ترانسفورماتورهای موجود در حال حاضر نیز استفاده شده و هزینه‌های بهره‌برداری برای ده سال آینده با و بدون استفاده از روش جابجایی محاسبه شده است.

پیش از اجرای مطالعه‌های مختلف به منظور دستیابی به زمان بهینه برای جابجایی ترانسفورماتورهای توزیع یک دوره برنامه‌ریزی بیست‌ساله در نظر گرفته شده است. با احتساب رشد بار موجود در شبکه توزیع برنامه‌ریزی برای بیست سال آینده صورت گرفته و هزینه طول کل دوره محاسبه شده است. سپس این دوره بیست‌ساله به دو دوره ده‌ساله تقسیم‌بندی شده است و در سال یازدهم پس از اعمال روش جابجایی، هزینه کل دوره بیست‌ساله محاسبه شده است. در ادامه این دوره به چهار دوره پنج‌ساله، پنج دوره چهارساله، ده دوره دوساله و بیست دوره یک‌ساله تقسیم‌بندی شده و با استفاده از روش جابجایی در هر زیر دوره هزینه کل بیست سال برای همه حالت‌ها محاسبه شده است. نتایج به‌دست آمده در «شکل ۳» آورده شده است.

مشترک به‌عنوان یک نقطه بار پاسخ به سمتی برود که مشترکین مختلف داخل یک کوچه از ترانس‌های مختلف تغذیه شوند که در عمل غیرممکن است بنابراین برای جلوگیری از این مشکلات تمام مشترکین داخل یک کوچه با توجه به طول کوچه در یک یا دو نقطه بار به صورت متمرکز در نظر گرفته شده است. مکان دقیق نقطه بار و مقدار آن نیز از طریق روابط زیر بدست آورده شده است.

$$L = \frac{\sum_{k=1}^M P_k \cdot L_k}{\sum_{k=1}^M P_k} \quad (12)$$

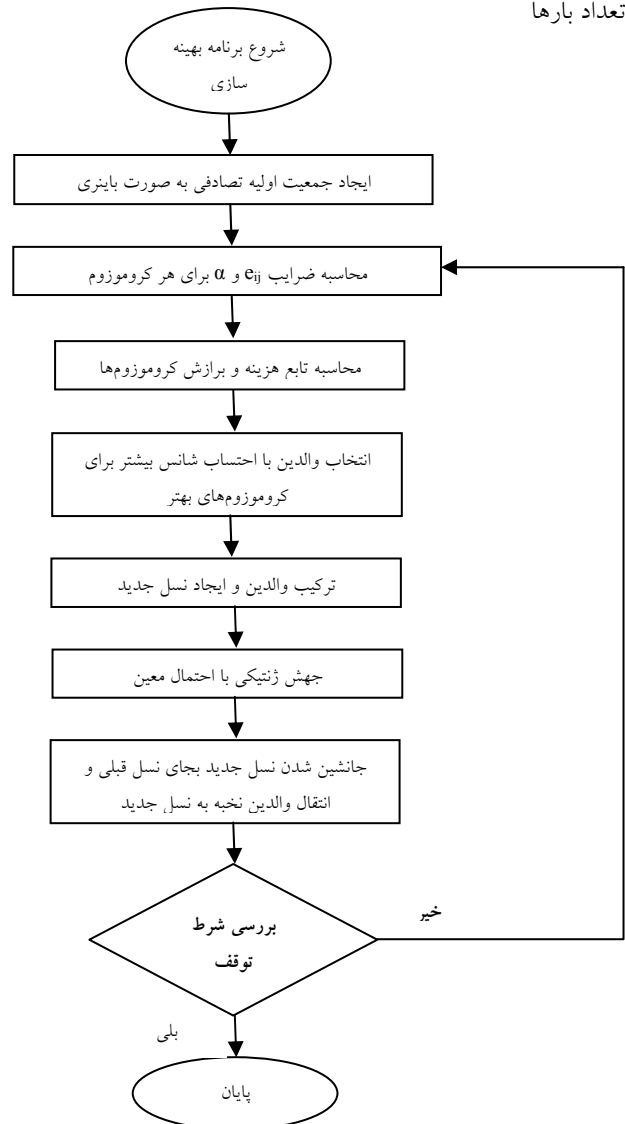
در حالی که داریم:

L : فاصله بار متمرکز از مبدأ

P_k : توان بار k ام

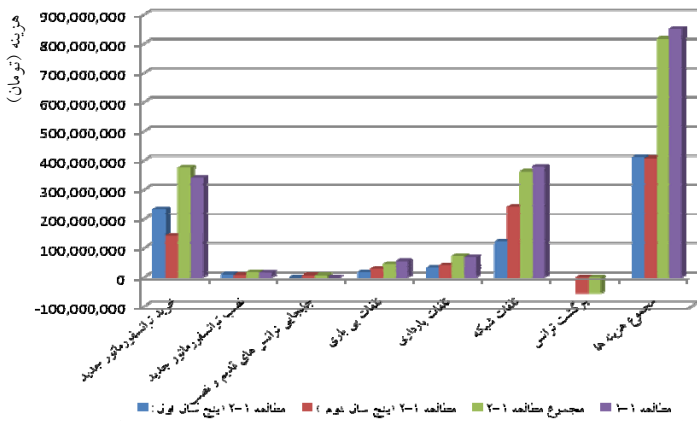
L_k : فاصله بار k ام از مبدأ

M : تعداد بارها



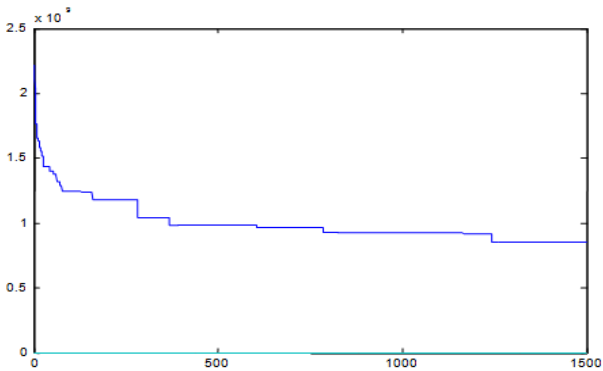
شکل ۲: روندنمای حل مسأله

در «شکل ۴» این هزینه‌ها به صورت نموداری مقایسه شده است.



شکل ۴: مقایسه هزینه‌های مطالعه ۱

برای مثال «شکل ۵» نمونه پاسخ الگوریتم ژنتیک را در مطالعه ۱-۱ برای ۱۵۰۰ تکرار نشان می‌دهد. «شکل ۶» نیز مکان و ظرفیت ترانسفورماتورها و بارهایی متصل شده به آن‌ها را نشان می‌دهد.

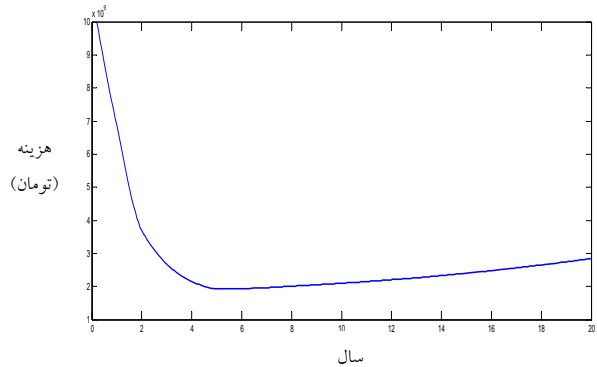


شکل ۵: نمونه پاسخ الگوریتم ژنتیک



شکل ۶: ظرفیت و محل ترانسفورماتورها در مطالعه ۱-۱

این نتایج نشان می‌دهد که استفاده از روش جابجایی در هر پنج سال کمترین هزینه را نسبت به حالت‌های دیگر برای بهره‌بردار ایجاد می‌کند. بنابراین در مطالعه‌های دوگانه نیز هر پنج سال، جابجایی اجرا شده است.



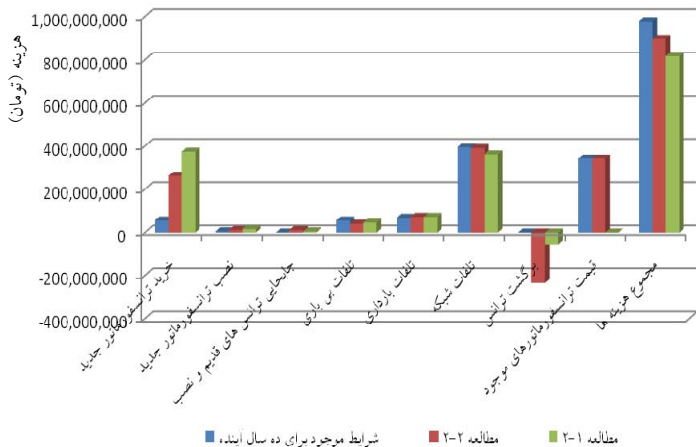
شکل ۳: مجموع هزینه‌های دوره بیست‌ساله در سال‌های مختلف جابجایی

برای اجرای مطالعه‌ی اول دو حالت در نظر گرفته شده است. در حالت اول برای یک دوره ده‌ساله بدون در نظر گرفتن ترانسفورماتورها موجود و با وجود مقدار رشد بار برنامه‌ریزی به‌طور پیوسته اجرا شده است، (مطالعه ۱-۱). حالت دوم به صورت دو دوره پنج‌ساله و با استفاده از روش جابجایی در سال ششم در نظر گرفته شده است، (مطالعه ۲-۱). در «جدول ۳» جزئیات هزینه‌های دو حالت مطالعه اول آورده شده است. هرچند با اجرای روش پیشنهادی مقدار تلفات بارگذاری ترانس‌های توزیع افزایش پیدا می‌کند؛ اما به دلیل کاهش میزان تلفات بی‌باری ترانسفورماتورهای توزیع و همچنین کاهش تلفات شبکه مشاهده می‌شود که استفاده از روش جابجایی باعث کاهش مجموع هزینه‌های بهره‌برداری شده است.

جدول ۳: هزینه حالت‌های مختلف مطالعه ۱

مطالعه ۲-۱	مطالعه ۲-۱ ۵ سال دوم	مطالعه ۲-۱ ۵ سال اول	مطالعه ۱-۱	هزینه‌ها (میلیون تومان)
۳۷۳,۵۸۲	۱۴۲,۰۸۶	۲۳۱,۴۹۶	۳۳۹,۱۰۴	خرید ترانسفورماتور
۱۶,۱۷۸	۶,۲۲۷	۹,۹۵۱	۱۳,۴۰۴	نصب ترانسفورماتور جدید
۵,۲۳۸	۵,۲۳۸	۰	۰	جابجایی ترانس‌های قدیم و نصب
۴۵,۱۹۰	۲۸,۴۷۸	۱۶,۷۱۲	۵۴,۴۴۷	تلفات بی‌باری
۷۱,۳۰۲	۳۹,۹۹۲	۳۱,۳۱۰	۶۶,۱۵۸	تلفات بارگذاری
۳۶۱,۳۲۳	۲۴۰,۵۶۰	۱۲۰,۷۶۳	۳۷۷,۳۴۸	تلفات شبکه
- ۵۶,۲۳۳	- ۵۶,۲۳۳	۰	۰	برگشت ترانس
۸۱۶,۵۸۲	۴۰۶,۳۴۹	۴۱۰,۲۳۳	۸۵۰,۴۶۴	مجموع هزینه‌ها

در «شکل ۷» هزینه‌های «جدول ۴» به صورت نموداری مقایسه شده است.



شکل ۷: مقایسه هزینه‌های مطالعه‌های مختلف با شرایط موجود

قدردانی

در اینجا جا دارد از همکاران محترم واحد GIS شرکت توزیع برق مشهد و به‌ویژه مجری این واحد جناب آقای مهندس مهدی روحبخش که با قرار دادن اطلاعات لازم و راهنمایی‌های بسیار کاربردی برای انجام این پروژه همکاری بسیاری را انجام دادند کمال تشکر و قدردانی را داشت.

منابع

- [1] Webb B. Garrison, Behind The Headlines: American History's Schemes, Scandals, And Escapades, Stackpole Books, 1983
- [2] گزارش فنی دفتر طراحی و مهندسی شرکت توزیع نیروی برق مشهد ۱۳۹۳.
- [3] T.A. short "Electrical power Distribution Equipment systems" CRC Press 2005.
- [4] R. Targosz and F. V. Topalis, "Energy efficiency of distribution transformers in Europe," 9th Intern. Conf. Electrical and Power Quality and Utilization, Barcelona, 2007, pp. 1-5.
- [5] Troy Knutson, P.E. "Conducting Distribution Transformer Evaluations Using the Total Ownership Cost Method" 2015 IEEE Rural Electric Power Conference
- [6] Eleftherios I. Amoiralis¹, Marina A. Tsili², Pavlos S. Georgilakis¹, and Antonios G. Kladas² "Energy Efficient Transformer Selection Implementing Life Cycle Costs and Environmental Externalities", Electrical Power Quality and Utilisation, 2007. EPQU 2007. 9th International Conference on
- [7] Nian Liu, Jianhua Zhang, Wenxia Liu "A Spatial Information-based Self-Adaptive Differential Evolution for Distribution Substations Location and Sizing" 2008 IEEE Pacific-Asia Workshop on Computational Intelligence and Industrial Application
- [8] S. Najafi, A. Vahidnia, H. Hatami and S.Abachizadeh "Optimal Distribution Substation Locating in Large Distribution Systems" IEEE Transmission and Distribution Conference & Exposition: Asia and Pasific, 2009.

در مطالعه دوم نیز همانند مطالعه اول برای دوره ده‌ساله هزینه‌ها محاسبه شده‌اند. با این تفاوت که ترانسفورماتورهای موجود در شبکه نیز در نظر گرفته شده است. در حالت اول تنها در سال اول جابجایی صورت می‌گیرد. در حالت دیگر در سال‌های اول و ششم این جابجایی اجرا می‌شود.

برای مقایسه این روش با روش موجود هزینه‌ی کلی در طول ده سال با شرایط موجود محاسبه شده و مقدار آن با هزینه‌ی دو مطالعه دیگر در «جدول ۴» مقایسه شده است. در محاسبه هزینه‌ی شرایط موجود با توجه به رشد بار و ضریب بهره‌برداری ترانسفورماتورها که مقدار ۷۰٪ در نظر شده تا سال هشتم نیاز به خرید ترانسفورماتور جدید نیست. از سال هشتم به دلیل پربار شدن ترانسفورماتورها نیاز به خرید و نصب حداقل دو ترانس ۲۰۰، یک ترانس ۱۶۰ و یک ترانس ۱۰۰ کیلوولت‌آمپر می‌باشد. در «جدول ۴» هزینه مطالعات اجرا شده و روش موجود آورده شده است.

۵. نتیجه‌گیری

مقایسه هزینه‌ها نشان می‌دهد مطالعه ۲-۱ که در آن ابتدا برنامه‌ریزی‌ها بر اساس روش جابجایی صورت گرفته کمترین هزینه و تلفات را در بردارد. اما اکنون که این برنامه‌ریزی مدنظر نبوده در مطالعه ۲-۲ اگر همچنان که ترانسفورماتورهای موجود در اختیار است از روش جابجایی استفاده شود بازهم هزینه و مقدار تلفات کل در طول ده سال از زمانی که روش قدیم به کار گرفته شود کمتر خواهد بود. به‌طوری‌که در طول ده سال چیزی حدود ۲.۶٪ در هزینه تلفات و ۲.۵٪ در هزینه‌ی کل صرفه‌جویی می‌شود.

جدول ۴: هزینه مطالعه‌های مختلف

مطالعه ۲-۱	مطالعه ۲-۲	شرایط موجود برای ده سال آینده	هزینه‌ها (میلیون تومان)
۳۷۳,۵۸۲	۲۶۲,۳۳۳	۵۴,۲۰۷	خرید ترانسفورماتور جدید
۱۶,۱۷۸	۱۱,۷۶۱	۵,۹۲۰	نصب ترانسفورماتور جدید
۵,۲۳۸	۱۱,۴۴۰	۰	جابجایی ترانس‌های قدیم و نصب
۴۵,۱۹۰	۴۰,۳۷۴	۵۴,۷۱۱	تلفات بی‌باری
۷۱,۳۰۲	۷۱,۸۴۸	۶۷,۲۴۷	تلفات بار داری
۳۶۱,۳۲۳	۳۹۰,۷۳۴	۳۹۴,۸۷۸	تلفات شبکه
-۵۶,۲۳۳	-۲۳۴,۶۶۶	۰	برگشت ترانس
—	۳۴۱,۹۷۰	۳۴۱,۹۷۰	قیمت ترانسفورماتورهای موجود
۸۱۶,۵۸۲	۸۹۵,۷۹۶	۹۱۸,۹۳۵	مجموع هزینه‌ها