

A Multi-Objective Optimization Model Based on Genetic Algorithm for Voltage Management of Radial Distribution Networks in Tropical Areas of South of Iran Using a Combination of Fixed Capacitors and Voltage Regulators**Ali Askarizadeh, M.Sc., Elaheh Mashhour, Assistant Professor, Mohsen Saniei, Associated Professor**Department of Faculty of Engineering- Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran
a.askari73@chmail.ir, e.mashhour@scu.ac.ir, mohsen.saniei@gmail.com**Abstract**

This paper presents a multi-objective optimization model for optimal placement of fixed capacitors and voltage regulators to manage the voltage profile of radial distribution networks, in which the realities of the distribution network of Ahvaz city (as representing the tropical regions of southern Iran) are considered. The objective functions include minimizing the investment cost, minimizing the sum of absolute value of the node's voltage deviations from 1 p.u., and minimizing the cost of energy losses on the planning horizon. The optimization model is formulated by considering two different load patterns according to the warm and temperate periods of the year in Ahvaz city. The loads are modeled as a combination of constant power and constant impedance components and the share of each component in the warm and temperate periods of the year is considered in accordance with the actual conditions of the Ahvaz power distribution network. The cost of energy losses as well as the final profit of the project is calculated based on the current rules of Iranian power market for active and reactive powers. The optimization problem is solved using multi-objective non-dominated-sorting genetic algorithm-II (NSGA_II), and in order to choose the best answer among none-dominated Pareto front, a selection index is introduced. The proposed model is implemented on two 33 kV test feeders (i.e., a 33-bus test feeder and a real 123-bus feeder from Ahvaz distribution company) and the results are analyzed.

Keywords: automatic voltage regulator, distribution networks, energy loss cost, investment cost, non-automatic voltage regulator, voltage deviation index**Received:** 15 December 2022**Revised:** 10 March 2023**Accepted:** 9 April 2023**Corresponding Author:** Dr. Elaheh Mashhour**Citation:** A. Askarizadeh, E. Mashhour, M. Saniei, "A multi-objective optimization model based on genetic algorithm for voltage management of radial distribution networks in tropical areas of south of iran using a combination of fixed capacitors and voltage regulators", Journal of Intelligent Procedures in Electrical Technology, vol. 15, no. 60, pp. 171-194, January 2024 (in Persian).

ارائه یک مدل بهینه‌سازی چندهدفه مبتنی بر الگوریتم ژنتیک برای مدیریت ولتاژ شبکه‌های توزیع شعاعی مناطق گرمسیری جنوب ایران با تکیه بر خازن‌های ثابت و رگولاتورهای ولتاژ

علی عسکری‌زاده، دانش‌آموخته کارشناسی‌ارشد، الهه مشهور، استادیار، محسن صنیعی، دانشیار

دانشکده مهندسی - دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران
a.askari73@chmail.ir, e.mashhour@scu.ac.ir, mohsen.saniei@gmail.com

چکیده: در این مقاله یک مدل بهینه‌سازی چندهدفه جهت جابجایی بهینه خازن‌های ثابت و رگولاتورهای ولتاژ برای مدیریت ولتاژ شبکه‌های توزیع شعاعی ارائه می‌شود که در آن واقعیت‌های شبکه توزیع شهرستان اهواز (به نمایندگی از مناطق گرمسیری جنوب ایران) در نظر گرفته می‌شود. توابع هدف شامل کمینه‌سازی هزینه سرمایه‌گذاری، کمینه‌سازی مجموع قدرمطلق انحراف ولتاژ گره‌ها از یک پریونیت و کمینه‌سازی هزینه تلفات انرژی در افق برنامه‌ریزی است. مدل بهینه‌سازی با در نظر گرفتن دو الگوی باری متفاوت مطابق با الگوهای باری دوره‌های گرم و معتدل سال در شهرستان اهواز فرمول‌بندی می‌شود، بارهای شبکه به صورت ترکیبی از مؤلفه‌های توان ثابت و امیدانس ثابت مدل می‌شوند و سهم هر مؤلفه در دوره‌های گرم و معتدل سال متناسب با شرایط واقعی شبکه توزیع برق اهواز در نظر گرفته می‌شود. محاسبه هزینه تلفات انرژی و همچنین سود نهایی طرح بر اساس قواعد جاری بازار برای توان‌های اکتیو و راکتیو صورت می‌گیرد. مسأله بهینه‌سازی با استفاده از الگوریتم ژنتیک رتبه‌بندی نامغلوب (NSGA-II) حل می‌شود و به منظور انتخاب بهترین پاسخ، در میان پاسخ‌های نامغلوب پارتو، یک شاخص انتخاب معرفی می‌شود. مدل پیشنهادی در یک سیستم تست ۳۳ شینه و یک فیدر ۱۲۳ شینه ۳۳ کیلوولت از شرکت توزیع اهواز پیاده‌سازی و نتایج تحلیل می‌شوند.

کلمات کلیدی: رگولاتور ولتاژ اتوماتیک، رگولاتور ولتاژ غیر اتوماتیک، شاخص انحراف ولتاژ، شبکه‌های توزیع، هزینه تلفات انرژی، هزینه سرمایه‌گذاری

تاریخ ارسال مقاله: ۱۴۰۱/۹/۲۴

تاریخ بازنگری مقاله: ۱۴۰۱/۱۲/۱۹

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۱/۲۰

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر الهه مشهور

نشانی نویسنده‌ی مسئول: اهواز - اتوبان گلستان - دانشگاه شهید چمران اهواز - دانشکده مهندسی - گروه برق

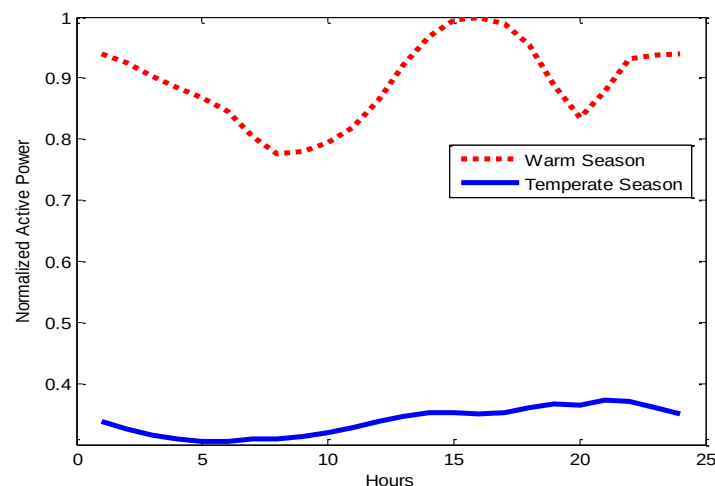
۱- مقدمه

شبکه‌های توزیع به عنوان آخرین حلقه ارتباطی سیستم‌های قدرت و مصرف‌کنندگان نهایی، نقش مهمی در ارائه برق با کیفیت به مصرف‌کنندگان بر عهده دارند. از نگاه بهره‌برداران شبکه توزیع، یکی از جنبه‌های مهم کیفیت برق، ارائه برق پیوسته با رعایت حدود مجاز ولتاژ به مصرف‌کنندگان نهایی است. تخطی ولتاژ از محدوده مجاز، علاوه بر افزایش تلفات می‌تواند باعث صدمه به ادوات مصرف‌کنندگان شود. از روش‌های متداول مدیریت و کنترل ولتاژ شبکه‌های توزیع می‌توان به بازآرایی شبکه^۱ [۱]، استفاده از واحدهای تولید پراکنده^۲ [۲]، استفاده از جبران‌کننده‌های توان راکتیو^۳ مانند خازن‌ها [۳] و رگولاتورهای ولتاژ^۴ [۴] (که در شرکت‌های توزیع به ترانسفورماتورهای تنظیم یا اتوبوستر معروف هستند) یا ترکیب این روش‌ها [۵] اشاره نمود. اگرچه واحدهای تولیدپراکنده نقش مهمی در مدیریت ولتاژ شبکه توزیع دارند، اما هدف اصلی از نصب آن‌ها فراهم‌سازی انرژی است و بهبود پروفیل ولتاژ مزیت همراه آن است. خازن‌ها از جمله تجهیزاتی هستند که به دلیل ارزان بودن و سادگی نصب به‌طور وسیع در کنترل ولتاژ شبکه‌های توزیع مورد استفاده قرار می‌گیرند [۳]، اما اشکال اساسی آن‌ها این است که توان راکتیو تولیدی آن‌ها متناسب با توان دوم ولتاژ شبکه تغییر می‌کند. لذا در شرایط کم‌باری که ولتاژ بهره‌برداری بالا می‌رود، تولید خازن‌ها نیز افزایش می‌یابد، یعنی دقیقاً برعکس آن‌چه که مورد نیاز است عمل می‌کنند. در هنگام پرباری و افت ولتاژ شبکه نیز تولید خازن‌ها کاهش می‌یابد [۳]. رگولاتورهای ولتاژ تجهیزاتی هستند که به‌طور سری در طول خط قرار می‌گیرند و قادر هستند ولتاژ نقطه‌ای که در آن قرار می‌گیرند را در محدوده $\pm 10\%$ درصد تغییر دهند [۶]. این تجهیزات به دو دسته رگولاتورهای اتوماتیک و غیراتوماتیک تقسیم می‌شوند. در رگولاتور اتوماتیک، بسته به شرایط مطلوب شبکه، ولتاژ شین خروجی رگولاتور بر روی یک عدد مشخص تنظیم می‌گردد و سپس تپ رگولاتور برای تأمین این ولتاژ به‌صورت اتوماتیک تغییر خواهد کرد. در رگولاتور ولتاژ غیراتوماتیک، تپ رگولاتور با توجه به شرایط اولیه‌ی شبکه و شرایط مطلوب شبکه به‌صورت دستی تنظیم می‌گردد و خروجی ولتاژ رگولاتور متناسب با تپ تنظیم شده تغییر خواهد کرد. از آنجا که بارهای شبکه توزیع در طول ساعت‌های مختلف شبانه‌روز و همچنین فصل‌های مختلف سال تغییر می‌کنند، لذا ولتاژ شبکه توزیع نیز می‌تواند تغییرات زیادی داشته باشد و از این‌رو به‌کارگیری راه‌کارهایی که بتواند ولتاژ را در محدوده‌های مجاز بهره‌برداری نگه دارد و در عین حال اقتصادی باشد، حائز اهمیت است.

مرور مقاله‌ها نشان می‌دهد که کنترل و مدیریت ولتاژ شبکه‌های توزیع، موضوع جدیدی نیست و محققین زیادی از گذشته تا حال آن را مورد توجه قرار داده‌اند. در مرجع [۷] مدلی جهت تعیین مکان و سایز بهینه خازن در شبکه توزیع شعاعی به منظور کاهش تلفات توان اکتیو و توان راکتیو ارائه شده است. در مرجع [۸] روشی مبتنی بر الگوریتم شبیه‌سازی رشد گیاه^۵ جهت تعیین مکان و سایز بهینه خازن در شبکه توزیع شعاعی به منظور کمینه‌سازی هزینه‌ی تلفات توان و هزینه‌ی سرمایه‌گذاری خازن ارائه شده که در آن پروفیل ولتاژ نیز بهبود می‌یابد. در مرجع [۹] مسأله جایابی خازن با اهدافی مشابه مرجع [۸] با الگوریتم گرده افشانی گل^۶ حل شده است. در مرجع [۱۰] جایابی بهینه خازن‌های ثابت و سوئیچ‌شونده در شبکه‌های توزیع نامتقارن با هدف کمینه‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های بهره‌برداری مرتبط با هزینه تلفات انرژی انجام شده که بهبود پروفیل ولتاژ را نیز به همراه داشته است. در مرجع [۱۱] مسأله جایابی و تعیین همزمان سایز خازن در شبکه توزیع شعاعی با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی چندمنظوره^۷ مورد توجه قرار گرفته است. هزینه تلفات توان اکتیو و همچنین خرید خازن کمینه‌سازی شده است و ولتاژ شین و میزان توان راکتیو تزریقی نیز به عنوان قیود مسئله مورد توجه قرار گرفته است. در مرجع [۱۲] مسأله بازآرایی شبکه توزیع شعاعی همزمان با جایابی بهینه بانک خازنی در آن با استفاده از مدل برنامه‌ریزی خطی اعداد صحیح-مختلط حل شده است. هزینه تلفات توان اکتیو به عنوان تابع هدف اولیه با افزوده شدن هزینه نصب بانک خازنی اصلاح گردیده که در این مسأله کمینه‌سازی می‌شود. همچنین ولتاژ شین‌ها و جریان شاخه‌ها به عنوان قیود مسأله لحاظ گردیده‌اند. در مرجع [۱۳] یک مرور کلی در مورد روش‌های کنترل ولتاژ در شبکه‌های توزیع با استفاده از ترانسفورماتور با تپ‌چنجر تحت بار انجام شده است. در مرجع [۱۴] یک مدل بهینه‌سازی برای جایابی بهینه تپ‌چنجرهای تحت بار^۸ (ULTC) در شبکه توزیع شعاعی با حضور ژنراتورهای تولیدپراکنده به منظور تعدیل پروفیل ولتاژ و کاهش تلفات ارائه شده است. در مرجع [۱۵] تعیین تنظیمات بهینه تپ‌چنجر قابل کنترل زیر بار ترانسفورماتور پست برق و همچنین خازن‌های پست

برق و شبکه توزیع به صورت یک مسأله‌ی بهینه‌سازی با هدف بهبود پروفیل ولتاژ، محدود کردن توان راکتیو عبوری از ترانسفور-ماتور و کاهش تلفات خط فرمول‌بندی شده است. نویسندگان مرجع [۱۶] مسأله مطرح شده در مرجع [۱۵] را با هدف کاهش تلفات شبکه، کاهش مجموع هزینه‌های جریمه یا تشویق ضریب توان و کاهش هزینه بهره‌برداری تجهیزات مدل‌سازی و حل نموده‌اند. در مرجع [۱۷] استراتژی کنترل بهینه تپ استگر^۹ برای حداقل کردن تلفات شبکه و عملیات سوئیچینگ ترانسفور-ماتورهای موازی در شبکه توزیع شعاعی ارائه شده است. محدودیت تپ ترانسفورماتور و حداکثر اختلاف مجاز بین دو تپ ترانسفورماتور موازی به عنوان قیود مسأله مورد توجه قرار گرفته‌اند. در مرجع [۱۸] تعیین مکان و تنظیمات بهینه رگولاتور ولتاژ در شبکه توزیع شعاعی با هدف کمینه‌سازی هزینه سرمایه‌گذاری و کمینه‌سازی تلفات انرژی ارائه شده است. در مرجع [۱۹] مدلی جهت جابجایی بهینه رگولاتور ولتاژ سه فاز به منظور کاهش عدم تعادل و کمینه‌سازی تلفات شبکه ارائه شده و با استفاده از روش بهینه‌سازی دو سطحی معروف به راه‌حل استکلبرگ^{۱۰} حل گردیده است. در مرجع [۲۰] مسأله جابجایی همزمان خازن و رگولاتور ولتاژ در شبکه توزیع با هدف کمینه‌سازی جمع وزنی هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌ی تلفات و هزینه‌های مرتبط با انحراف ولتاژ از محدوده‌های قابل قبول مدل‌سازی و با بکارگیری الگوریتم ژنتیک حل شده است. در مرجع [۲۱] مسأله جابجایی بهینه خازن و رگولاتور ولتاژ در شبکه توزیع با هدف کمینه‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه تلفات به صورت یک مدل برنامه‌ریزی خطی آمیخته با عدد صحیح^{۱۱} فرمول‌بندی و حل شده است.

با وجود مطالعه‌های ارزشمندی که در زمینه کنترل و مدیریت ولتاژ شبکه‌های توزیع صورت پذیرفته است، اما جنبه‌های مختلفی در شبکه‌های واقعی وجود دارد که لازم است به آن‌ها توجه شود. به طور کلی ولتاژ یک پدیده محلی است و شرایط و ویژگی‌های شبکه‌های محلی شیوه‌های مدیریت و کنترل ولتاژ را تحت تأثیر قرار می‌دهند. برای نمونه روش متداول در کنترل ولتاژ شبکه‌های توزیع فشار متوسط در مناطق گرمسیری ایران مانند استان خوزستان و شهرستان اهواز، استفاده از خازن‌های ثابت ۳۳ کیلوولت موجود در بازار است. اما یکی از موضوع‌های مهم در بهره‌برداری این شبکه‌ها، تفاوت قابل ملاحظه بین پیک بار دوره گرم (ماه‌های فروردین تا آبان) و دوره معتدل (ماه‌های آذر تا اسفند) سال است. به طور میانگین پیک بار دوره گرم حدود ۳ الی ۴ برابر پیک بار دوره معتدل است [۲۲]. این موضوع که به خوبی از شکل (۱) قابل دریافت است، به عنوان چالشی در طراحی و بهره‌برداری شبکه شناخته می‌شود. زیرا در فیدرهای پربار^{۱۲} و طولانی، قسمت‌های انتهایی فیدر در دوره گرم سال با افت شدید ولتاژ مواجه می‌شود و برعکس در دوره معتدل (کم‌باری) با افزایش ولتاژ مواجه می‌شود. به این ترتیب بهبود ولتاژ این فیدرها در دوره پرباری با روش متداول استفاده از خازن، به عنوان چالشی برای دوره کم‌باری شناخته می‌شود و افزایش ولتاژ دوره کم‌باری را تشدید می‌نماید. شایان ذکر است که خازن‌های فشار-متوسط موجود در بازار، که در خطوط فشار-متوسط توزیع استفاده می‌شوند، از نوع خازن‌های ثابت هستند. شواهد نشان می‌دهد در بعضی موارد، حتی با خروج خازن‌ها از مدار در دوره کم‌باری، همچنان افزایش ولتاژ در انتهای بعضی از خطوط وجود دارد. لذا صرفاً استفاده از خازن (آن هم در خطوط پربار و طولانی) نمی‌تواند به عنوان راه حل مؤثر مسأله کنترل ولتاژ در شبکه‌های توزیع برق در استان خوزستان شناخته شود. در این راستا استفاده از رگولاتورهای ولتاژ که قادر هستند دامنه ولتاژ شبکه را در محل نصب، افزایش یا کاهش دهند به همراه خازن‌ها می‌تواند کمک مؤثری به حل این مشکل در شبکه‌های توزیع مناطق گرمسیری (به ویژه فیدرهای طولانی) بنماید. به علاوه، به دلیل تغییرات زیاد مصرف در دو دوره گرم و معتدل سال در شهرستان اهواز، اگر تعیین مکان تجهیزات مذکور صرفاً با توجه به نیاز دوره گرم (که دوره پرچالش بهره‌برداری در شبکه توزیع برق اهواز است) صورت گیرد، ممکن است شبکه در دوره معتدل سال که مصرف خیلی پایین است، با افزایش غیرقابل قبول ولتاژ مواجه شود. لذا در تعیین مکان خازن‌ها و رگولاتورهای ولتاژ، لازم است به تغییرات قابل توجه بار شبکه در دوره‌های گرم و معتدل سال توجه گردد. علاوه بر این، لازم است در کنترل ولتاژ شبکه، حساسیت بار به ولتاژ در نظر گرفته شود. بر اساس اطلاعات دریافتی از دفتر مدیریت بار شرکت توزیع برق اهواز، بخش عمده بارهای این شبکه را بارهای توان ثابت و امپدانس ثابت تشکیل می‌دهند و سهم مؤلفه جریان ثابت بسیار ناچیز است. به علاوه سهم مؤلفه‌های امپدانس ثابت و توان ثابت در دوره‌های گرم و معتدل سال متفاوت است. لذا لازم است در جابجایی بهینه تجهیزات کنترل‌کننده ولتاژ، تغییر ویژگی‌های بار در دوره‌های گرم و معتدل نیز در نظر گرفته شود.



شکل (۱): منحنی نرمالیزه شده متوسط بار روزانه یک فیدر نوعی در استان خوزستان در دو دوره‌های گرم و معتدل سال [۲۲]

Figure (1): Normalized curve of the average daily load of a typical feeder in Khuzestan province in two warm and temperate periods [22]

شایان ذکر است که هزینه سرمایه‌گذاری رگولاتورهای ولتاژ در مقایسه با خازن‌ها خیلی بیشتر است. بنابراین باید یک ترکیب اقتصادی بهینه از خازن‌های ثابت و رگولاتورهای ولتاژ انتخاب گردد. بر این اساس در این مقاله، یک مدل چندهدفه جهت جابجایی بهینه همزمان خازن‌های ثابت و رگولاتورهای ولتاژ اتوماتیک و غیراتوماتیک در شبکه‌های توزیع فشار متوسط شعاعی با هدف بهبود پروفیل ولتاژ، کاهش هزینه تلفات انرژی با حداقل هزینه سرمایه‌گذاری ارائه می‌شود. نوآوری این مقاله که در ادامه ذکر شده‌اند، مرتبط با شرایط منحصربفرد شبکه‌های توزیع استان خوزستان و شهرستان اهواز و همچنین قواعد حاکم بر بازار برق ایران است که آن را مناسب برای شبکه‌های برق مناطق گرمسیری ایران می‌سازد:

- در مدل‌سازی مسأله بهینه‌سازی، ویژگی‌های شبکه توزیع برق اهواز و الگوی بار آن مورد توجه قرار می‌گیرد. برای این منظور، دو الگوی باری متفاوت، متناظر با دوره گرم و معتدل سال در نظر گرفته می‌شوند تا چالش مهم بهره‌برداری و کنترل ولتاژ فیدرهای طولانی و پربار در مناطق گرمسیری (افت ولتاژ در دوره گرم و بعضاً افزایش ولتاژ در دوره معتدل) برطرف شود.

- به دلیل وجود دو الگوی باری کاملاً متفاوت (هم از نظر شکل منحنی بار و هم از نظر پیک بار) در دو دوره گرم و معتدل سال و تأثیر بارهای موتوری در الگوی بار دوره گرم، سهم مؤلفه توان ثابت بار در دوره گرم خیلی زیاد است و سهم آن در دوره معتدل خیلی کم می‌شود. لذا به منظور واقعی کردن نتایج، بارهای شبکه به صورت ترکیبی از مؤلفه‌های توان ثابت و امپدانس ثابت در نظر گرفته می‌شوند و سهم هر مؤلفه در دوره‌های گرم و معتدل سال، متناسب با ترکیب واقعی بار شبکه توزیع برق اهواز در دوره‌های گرم و معتدل در نظر گرفته می‌شود.

- از آن جا که شبکه توزیع اهواز همزمان با هر دو مشکل افت ولتاژ در دوره گرم و افزایش ولتاژ در دوره معتدل (آذر تا اسفند) مواجه است، به منظور حفظ ولتاژ گره‌های مختلف شبکه نزدیک به مقدار نامی یک پریونیت، میانگین وزنی مجموع قدر مطلق انحراف ولتاژ گره‌های شبکه از یک پریونیت برای هر دو دوره گرم و معتدل (که از میانگین وزنی ضرب تعداد روزهای هر دوره در مجموع قدر مطلق انحراف ولتاژ گره‌های شبکه از یک پریونیت برای یک روز نمونه از آن دوره سال به دست می‌آید) به عنوان شاخص انحراف ولتاژ^{۱۳} در نظر گرفته شده است.

- از آن جا که تجهیزات جابجایی شده، در تمام ایام سال در شبکه وجود دارند، تنظیمات آن‌ها باید برای هر دوره، متناسب با تغییرات قابل ملاحظه بار تعیین شود. لذا علاوه بر تعیین مکان بهینه برای نصب خازن‌ها و رگولاتورها، به منظور داشتن یک پروفیل ولتاژ مناسب در تمام سال علی‌رغم تغییرات قابل ملاحظه بار، برای رگولاتورهای ولتاژ اتوماتیک، ولتاژ تنظیمی برای دوره‌های گرم و معتدل جداگانه تعیین می‌شود و برای رگولاتورهای غیر اتوماتیک نیز شماره تپ برای دوره‌های گرم و معتدل به صورت مجزا تعیین می‌شود.

- در ساختار بازار برق ایران، شرکت‌های توزیع، انرژی مورد نیاز مصرف‌کنندگان نهایی و سهم تلفات شبکه را در قیمت‌های بازار ساعتی خریداری می‌نمایند، اما فقط بابت مقدار مصرف مصرف‌کنندگان نهایی (آن هم در قیمت‌های نظارتی) دریافت مالی دارند. لذا کاهش تلفات شبکه می‌تواند باعث کاهش هزینه‌های خرید برق از بازار عمده‌فروشی شود. به منظور واقعی کردن نتایج، هزینه تلفات انرژی با قیمت‌های بازار برق ایران محاسبه می‌شود.

- مسأله بهینه‌سازی مورد نظر این مقاله دارای اهداف متضاد است و با استفاده از روش‌های بهینه‌سازی چندهدفه حل می‌شود. به این ترتیب مجموعه‌ای از پاسخ‌های نامغلوب پارتو^{۱۴} وجود دارند که شرکت‌های توزیع می‌توانند با در نظر گرفتن ملاحظات اجرایی یا اقتصادی، گزینه نهایی را انتخاب کنند.

- به منظور کمک به انتخاب گزینه نهایی، شاخص فایده به هزینه به عنوان شاخص انتخاب^{۱۵} به کار گرفته شده است. بدیهی است طرح پیشنهادی باعث کاهش هزینه تلفات انرژی و کاهش هزینه خرید توان راکتیو از بازار خدمات جانبی می‌شود. لذا سود نهایی هر طرح شامل کاهش دو هزینه فوق در سال‌های افق برنامه‌ریزی در مقایسه با حالتی است که وضعیت فعلی شبکه حفظ شود و هیچ‌گونه ادوات کنترل ولتاژ (خازن و رگولاتور) در آن استفاده نشود. برای محاسبه سود هر طرح از قواعد حاکم بر بازار برق ایران برای توان‌های اکتیو و راکتیو و قیمت‌های بازار برق ایران استفاده می‌شود.

- نتایج این مقاله قابل تعمیم به فیدرهای طولانی استان خوزستان یا هر کدام از استان‌هایی است که از نظر اقلیمی، الگوهای مصرف و ویژگی مصرف، مشابه شهرستان اهواز هستند.

ادامه مقاله به این صورت تنظیم شده است: در بخش دوم مدل‌سازی کلی مسأله شامل توابع هدف، قیود، روش حل و شاخص انتخاب جواب نهایی شرح داده شده است. بخش سوم اعتبارسنجی روش پیشنهادی انجام شده است. بخش چهارم به نتایج حاصل از اجرای مدل پیشنهادی بر سیستم‌های تست اختصاص دارد و بخش پنجم نتیجه‌گیری کلی آمده است.

۲- فرمول‌بندی مساله

در این قسمت توابع هدف، قیدها، روش حل و شاخص انتخاب پاسخ نهایی اشاره می‌شود.

۲-۱- توابع هدف

این مسأله دارای سه تابع هدف کلی شامل شاخص انحراف ولتاژ، هزینه تلفات انرژی و هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری است که در روند حل مسأله کمینه می‌شوند.

۲-۱-۱- شاخص انحراف ولتاژ

در حالت ایده‌آل، مطلوب این است که ولتاژ گره‌های مختلف شبکه در مقدار نامی یک پریونیت باشند. از آنجا که در عمل این وضعیت محقق نمی‌شود، در کنترل ولتاژ شبکه سعی می‌شود که پروفیل ولتاژ شبکه، کمترین انحراف را از مقدار نامی یک پریونیت داشته باشد. از آنجا که ولتاژ گره‌های شبکه در دوره کم‌باری (دوره معتدل سال) ممکن است از یک پریونیت فراتر رود و از سویی در دوره‌های پرباری (دوره گرم سال)، ولتاژ گره‌های شبکه معمولاً از یک پریونیت کمتر می‌شوند، لذا مجموع قدر-مطلق انحراف ولتاژ گره‌های شبکه از یک پریونیت باید کمینه شود. توجه به این نکته لازم است که پروفیل ولتاژ شبکه در دوره‌های گرم و معتدل سال با در نظر گرفتن الگوهای باری هر فصل و با حل پخش بار محاسبه می‌شود. لذا میانگین وزنی مجموع قدر مطلق انحراف ولتاژ گره‌های شبکه از یک پریونیت برای هر دوره در سال اول به عنوان شاخص انحراف ولتاژ سال اول توسط رابطه (۱) محاسبه می‌شود که از میانگین وزنی ضرب تعداد روزهای هر دوره در مجموع قدر مطلق انحراف ولتاژ گره‌های شبکه از یک پریونیت برای یک روز نمونه از آن دوره سال به دست می‌آید که در آن $V_{i,t,k,1}$ ولتاژ شین i در ساعت t از دوره k برای سال اول است. N_{bus} تعداد شین‌های سیستم مورد مطالعه، ND_k تعداد روزهای دوره و K تعداد دوره‌های سال است. در این مقاله k برابر ۲ است، و یا به عبارت دیگر سال به دو دوره گرم و معتدل تقسیم می‌شود.

$$VD_1 = \frac{\sum_{k=1}^K ND_k \sum_{i=1}^{N_{bus}} |V_{i,t,k,1} - 1|}{365} \quad (1)$$

در سال‌های بعد با رشد بار، مقادیر انحراف ولتاژ گره‌ها نیز تغییر می‌کند. در نتیجه به منظور اطمینان از در نظر گرفته شدن اختلاف ولتاژ شین‌ها در همه سال‌ها افق برنامه‌ریزی، مقدار تابع هدف اول به شکل رابطه (۲) در نظر گرفته می‌شود. Y بیانگر تعداد سال‌های افق برنامه‌ریزی است.

$$OF_1 = \sum_{y=1}^Y VD_y = \frac{\sum_{y=1}^Y \sum_{k=1}^K ND_k \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_{bus}} |V_{i,t,k,y} - 1|}{365} \quad (2)$$

۲-۱-۲- هزینه تلفات انرژی

تلفات انرژی مورد نظر در این مقاله متناظر با تلفات اهمی است که به امیدانس خطوط و مقدار بار مصرفی روزانه شبکه وابسته است. هزینه تلفات انرژی نیز وابسته به مقدار تلفات انرژی و قیمت واحد انرژی است. قیمت انرژی به صورت ساعتی و فصلی مطابق قیمت بازار برق متغیر است. از آنجا که الگوی مصرف ساعتی بار معلوم است و همچنین نرخ قیمت ساعتی برق برای دوره گرم و معتدل قابل استخراج است، با استفاده از حل پخش بار مقدار هزینه تلفات انرژی برای دوره k در سال اول از رابطه (۳) محاسبه می‌شود که در آن $I_{i,t,k,1}$ جریان شاخه i در ساعت t از دوره k در سال اول، r_1 مقاومت شاخه i و ρ_{atk1} قیمت توان اکتیو در ساعت t از دوره k در سال اول است و N_{br} تعداد شاخه‌های شبکه است.

$$Loss\ Cos\ t_{k,1} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_{br}} 3 ND_k r_1 I_{i,t,k,1}^2 \rho_{a,t,k,1} \quad (3)$$

نکته قابل توجه این است که در سال‌های آتی مقدار تلفات متأثر از رشد بار تغییر می‌کند (چون تلفات با توان دوم جریان بار متناسب است)، از طرفی نیز قیمت برق با توجه به فاکتورهای اقتصادی تغییر خواهد کرد. لذا برای محاسبه هزینه تلفات انرژی در سال‌های آینده (سال‌های مدت زمان عمر پروژه) می‌توان از روش ارزش خالص فعلی با در نظر گرفتن نرخ بهره و تورم استفاده نمود. هزینه تلفات انرژی در سال‌های افق برنامه‌ریزی به صورت رابطه (۴) محاسبه می‌گردد که در آن $I_{i,t,k,y}$ جریان شاخه در ساعت t از دوره k در سال y ، $Infr$ نرخ تورم و $Intr$ نرخ بهره است.

$$OF_2 = \sum_{y=1}^Y \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_{br}} 3 ND_k r_1 \rho_{a,t,k,1} I_{i,t,k,y}^2 \left(\frac{1+Infr}{1+Intr} \right)^{y-1} \quad (4)$$

این تابع هدف با انجام پخش بار محاسبه می‌شود. بر اساس اطلاعات دریافتی از دفتر مدیریت بار شرکت توزیع برق اهواز، از منظر حساسیت بار به ولتاژ، بارهای شبکه توزیع برق اهواز دارای دو مؤلفه توان ثابت و امیدانس ثابت هستند و سهم این مؤلفه‌ها در دوره‌های گرم و معتدل سال متفاوت است و سهم مؤلفه جریان ثابت در بار شبکه ناچیز و قابل اغماض است. لذا به منظور در نظر گرفتن این عامل‌ها در محاسبات پخش بار شبکه، سهم مؤلفه‌های توان ثابت و امیدانس ثابت بار z در ساعت t از دوره k در سال y توسط رابطه (۵) محاسبه می‌شود.

$$\begin{cases} Load_{p,j,t,k,y} = g_k^{y-1} l_{p,k} Load_{j,t,k} \\ Load_{l,j,t,k,y} = g_k^{y-1} l_{l,k} Load_{j,t,k} \end{cases} \quad (5)$$

که در آن $Load_{l,j,t,k,y}$ و $Load_{p,j,t,k,y}$ به ترتیب مقدار مؤلفه توان ثابت و امیدانس ثابت بار دلخواه z در ساعت t از دوره k در سال y نشان می‌دهد، $l_{p,k}$ و $l_{l,k}$ به ترتیب سهم مؤلفه‌های توان ثابت و امیدانس ثابت بار را در دوره K نشان می‌دهند و g_k مبین ضریب رشد بار دوره k است. در فرآیند پخش بار، مقدار مؤلفه امیدانس ثابت بار ($Load_{l,j,t,k,y}$) در هر تکرار، متناسب با توان دوم ولتاژ شین z به‌هنگام می‌شود [۲۳].

۳-۱-۲- هزینه سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری

از آنجا که تجهیزات مورد استفاده در شبکه‌ی توزیع که در این مقاله مورد توجه قرار گرفته‌اند، دارای ظرفیت و تیپ خاص بوده و تنوع ندارند، لذا قیمت خرید برای هر تجهیز طبق فهرست‌بهای سال ۱۳۹۸ شرکت توزیع برق اهواز مشخص است. هزینه‌ی سرمایه‌گذاری و تعمیر و نگهداری شامل هزینه‌ی خرید و نصب خازن‌های ثابت و رگولاتورهای ولتاژ از هر دو نوع غیراتوماتیک و اتوماتیک به علاوه‌ی هزینه‌ی تعمیر و نگهداری آن‌ها در طول سنوات افق برنامه‌ریزی است:

$$OF_3 = N_C C_C + N_{reg-n} C_{reg-n} + N_{reg-a} C_{reg-a} + \sum_{y=1}^Y (N_C C_{main-c} + N_{reg-n} C_{main-reg-n} + N_{reg-a} C_{main-reg-a}) \left(\frac{1+Infr}{1+Intr} \right)^{y-1} \quad (6)$$

در رابطه‌ی فوق N_C تعداد خازن‌ها، C_C قیمت خرید و نصب خازن، N_{reg-n} تعداد رگولاتورهای ولتاژ از نوع غیراتوماتیک، C_{reg-n} قیمت خرید و نصب رگولاتورهای ولتاژ از نوع غیراتوماتیک، N_{reg-a} تعداد رگولاتورهای ولتاژ از نوع اتوماتیک و C_{reg-a} قیمت خرید و نصب رگولاتورهای ولتاژ از نوع اتوماتیک است C_{main-c} ، $C_{main-reg-n}$ و $C_{main-reg-a}$ به ترتیب هزینه تعمیر و نگهداری خازن، رگولاتور غیر اتوماتیک و رگولاتور اتوماتیک را در سال اول اجرای پروژه نشان می‌دهد.

۲-۲- قیود مسأله

۲-۲-۱- محدودیت ولتاژ گره‌های شبکه

محدودیت ولتاژ گره به صورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$V_{min} \leq V_{i,t,k,y} \leq V_{max} \quad \forall t = 1: 24, k \in \{\text{warm period, temperate period}\} \quad (7)$$

که در آن، V_{min} و V_{max} به ترتیب حداقل و حداکثر ولتاژ مجاز برای شین‌ها است. $V_{i,t,k,y}$ با در نظر گرفتن الگوهای بار مصرف‌کنندگان و سهم مؤلفه‌های توان ثابت و امپدانس ثابت بار، مطابق توضیحات ارائه شده در بخش ۲-۱-۲ و با حل پخش بار محاسبه می‌شود. ذکر این نکته لازم است که اگرچه، حدود مجاز ولتاژ به عنوان یک قید در مسأله مورد توجه قرار گرفته است اما در مدل پیشنهادی، شاخص انحراف ولتاژ نیز به عنوان یکی از توابع هدف مسأله تعریف شده است. علت این است که اگر کمینه‌سازی شاخص انحراف ولتاژ به عنوان تابع هدف در نظر گرفته نشود، ممکن است دامنه ولتاژ شین‌هایی که در بهینه‌سازی در مقادیر مرزی واقع می‌شوند، در عمل فراتر از کران بالا و یا فروتر از کران پایین بشوند. لذا جهت اطمینان از عدم وقوع این رخداد در عمل، شاخص انحراف ولتاژ به عنوان یک تابع هدف در فرمول بندی مسأله وارد شده است.

۲-۲-۲- محدودیت توان‌های انتقالی خطوط

$$S_{ij,t,k,y} \leq S_{ij}^{max} \quad \forall t = 1: 24, k \in \{\text{warm period, temperate period}\}, y = 1: Y \quad (8)$$

که در آن $S_{ij,t,k,y}$ توان عبوری از شاخه‌ی بین گره‌های i و j در ساعت t از دوره‌ی k در سال y و S_{ij}^{max} حداکثر توان عبوری مجاز از شاخه مذکور است.

۲-۲-۳- محدودیت رگولاتورهای ولتاژ

با توجه به ملاحظات عملی، ولتاژ شین خروجی رگولاتور اتوماتیک در هر دوره بر روی یک عدد تنظیم می‌گردد که حدود این عدد به عنوان قید مسأله برای رگولاتور ولتاژ اتوماتیک مورد توجه قرار می‌گیرد که این حدود برای دوره‌های گرم و معتدل متفاوتند. لذا:

$$V_{a_j}^{min} \leq V_{a_m,k} \leq V_{a_j}^{max} \quad \forall m: 1: N_{reg-a} \quad (9)$$

شایان ذکر است این ولتاژها باید با قابلیت تپ رگولاتور ولتاژ اتوماتیک هم‌خوانی داشته باشد لذا قیود اضافی زیر در مسأله لحاظ می‌گردند.

$$tap_{a_a}^{min} \leq tap_{a_m,k} \leq tap_{a_m}^{max} \quad \forall m: 1: N_{reg-a} \quad (10)$$

برای رگولاتور ولتاژ غیر اتوماتیک قید زیر در نظر گرفته می‌شود.

$$\text{tap_n}_q^{\min} \leq \text{tap_n}_{q,k} \leq \text{tap_n}_q^{\max} \quad \forall q: 1: N_{\text{reg-n}} \quad (11)$$

که در آن $V_{a,m,k}$ ولتاژ تنظیمی خروجی رگولاتور اتوماتیک m ام در دوره k ، $V_{a,j}^{\min}$ و $V_{a,j}^{\max}$ به ترتیب حداقل و حداکثر ولتاژ شین زام هستند که رگولاتور اتوماتیک m ام در آن قرار گرفته است. $\text{tap_a}_{m,k}$ تپ رگولاتور اتوماتیک m ام را در دوره k نشان می‌دهد. همچنین $\text{tap_a}_m^{\max}$ و $\text{tap_a}_m^{\min}$ به ترتیب حداقل و حداکثر شماره‌ی تپ رگولاتور اتوماتیک m ام را نشان می‌دهند. توصیف مشابه‌ای برای $\text{tap_n}_{q,k}$ ، $\text{tap_n}_q^{\min}$ و $\text{tap_n}_q^{\max}$ جود دارد.

۴-۲-۲- محدودیت مالی شرکت توزیع

با توجه به محدودیت‌های مالی شرکت توزیع، حداکثر تعداد خازن‌های فشار متوسط ثابت و رگولاتورهای ولتاژ تعیین می‌شود.

$$N_c \leq N_{c,\max} \quad (12)$$

$$N_{\text{reg-n}} \leq N_{\text{reg-a},\max} \quad (13)$$

$$N_{\text{reg-a}} \leq N_{\text{reg-a},\max} \quad (14)$$

که در این روابط، $N_{c,\max}$ حداکثر تعداد خازن، $N_{\text{reg-n},\max}$ حداکثر تعداد رگولاتور ولتاژ غیر اتوماتیک و $N_{\text{reg-a},\max}$ حداکثر تعداد رگولاتور اتوماتیک است.

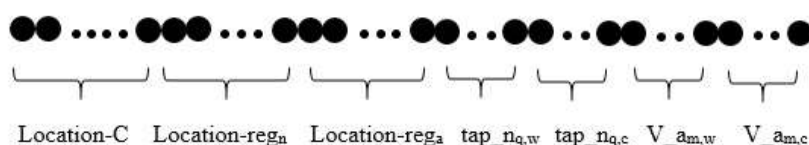
۴-۲-۳- تشریح روش حل مسأله

مسأله مورد نظر این مقاله یک مسأله بهینه‌سازی چندهدفه غیرخطی آمیخته با اعداد صحیح است که دارای اهداف متضاد است. تابع هدف سوم (کمینه‌سازی هزینه سرمایه‌گذاری) همواره در تضاد با توابع هدف اول (کمینه‌سازی شاخص انحراف ولتاژ) و دوم (کمینه‌سازی هزینه تلفات انرژی) است. زیرا هرچه هزینه سرمایه‌گذاری بیشتر باشد، می‌توان پروفیل ولتاژ را بیشتر بهبود بخشید و هزینه تلفات انرژی را بیشتر کاهش داد و بالعکس. دو تابع هدف اول و دوم اگرچه به‌طور طبیعی انتظار می‌رود که هم‌راستا باشند، اما در بعضی از شبکه‌ها بسته به مقدار امیدانس خطوط و نوع تجهیز جابجایی شده، ممکن است با یکدیگر در تضاد باشند. به‌طور مثال جابجایی خازن، هزینه تلفات انرژی را کاهش می‌دهد اما توانایی آن در جبران‌سازی افت ولتاژ بستگی به شرایط شبکه دارد. اگر افت ولتاژ شبکه ناشی از بار بالای شبکه باشد، خازن قادر به اصلاح ولتاژ شین‌ها خواهد بود ولی چنانچه این افت ولتاژ ناشی از امیدانس بالای خطوط باشد خازن به تنهایی قادر به اصلاح ولتاژ شین‌ها نیست. به عبارت دیگر در این حالت خازن هزینه تلفات انرژی را بهبود می‌بخشد اما شاخص انحراف ولتاژ را بهبود نمی‌دهد. در نتیجه در این حالت دو تابع اول و دوم با یکدیگر در تضاد خواهند بود. لذا در حالت کلی، توابع هدف در مدل پیشنهادی (که برای مدیریت ولتاژ شبکه‌های توزیع فشار متوسط مناطق گرمسیری مانند استان خوزستان ارائه شده است)، هم‌راستا نیستند. اگر در مسأله مورد نظر، جمع وزنی توابع هدف به عنوان تابع هدف کلی مسأله تعریف شود، می‌توان از تئوری‌ها و الگوریتم‌های بهینه‌سازی تک هدفه برای حل مسأله استفاده نمود. اما باید گفت تفاوت اساسی که بین مسائل بهینه‌سازی تک‌هدفه و چندهدفه وجود دارد، با تبدیل مسأله چندهدفه به تک هدفه نادیده گرفته می‌شود. توجه به این نکته لازم است که مسائل با اهداف متضاد دارای بهینه واحد نیستند، بلکه مجموعه‌ای از جواب‌ها وجود دارند که هر کدام از آنها در یک یا چند تابع هدف غالب و در باقی آنها مغلوب هستند و در مجموع هیچ‌کدام بر دیگری غلبه نمی‌کنند. این مجموعه جواب‌ها به عنوان مجموعه جواب‌های نامغلوب جبهه پارتو^{۱۶} شناخته می‌شوند. لذا لازم است از الگوریتم‌های چندهدفه برای حل مسأله بهینه‌سازی استفاده شود. الگوریتم‌های تکاملی^{۱۷} گزینه‌های خوبی برای حل مسائل بهینه‌سازی چندهدفه هستند. علت این است که این الگوریتم‌های فراابتکاری بر خلاف روش‌های بهینه‌سازی کلاسیک (روش‌های ریاضی) که از یک نقطه شروع می‌کنند، مبتنی بر جمعیت هستند و از عملگرهایی بهره می‌برند که بر خلاف روش‌های ریاضی، قابلیت گریز از بهینه‌ی محلی را دارا هستند. به علاوه این روش‌ها بر

خلاف روش‌های ریاضی بدون نیاز به مشتق‌گیری هستند و لذا پیوستگی توابع هدف برای آن‌ها یک شرط ضروری نیست و قیدها به راحتی در آن‌ها مدل می‌شوند [۲۴]. یکی از بهترین الگوریتم‌های فراابتکاری، الگوریتم ژنتیک است، که از مهم‌ترین ویژگی‌های آن می‌توان به قابلیت وسیع کاربرد، سهولت استفاده و همه منظوره بودن اشاره نمود [۲۵]. یکی از انواع الگوریتم ژنتیک، الگوریتم ژنتیک چندهدفی با الگوریتم ژنتیک رتبه‌بندی نامغلوب^{۱۸} (NSGA-II) است که توسعه‌یافته الگوریتم ژنتیک کلاسیک است و دارای یک معیار رتبه‌بندی بر مبنای معیار پارتو است که قادر است پاسخ‌های نامغلوب پارتو را که دارای کیفیت یکسان هستند، به عنوان نتایج نهائی ارائه نماید. لذا در این مقاله از الگوریتم ژنتیک با مرتب‌سازی نامغلوب برای حل مسأله بهینه‌سازی استفاده شده است. در ادامه، جزئیات الگوریتم ژنتیک استفاده شده، شرح داده شده است.

توجه به این نکته لازم است که در مسأله مورد نظر، توپولوژی شبکه، امپدانس خطوط توزیع، بار مصرفی هر شین و سهم مؤلفه‌های توان ثابت و امپدانس ثابت آن در هر دوره، ضریب رشد بار در هر دوره، الگوی بار مصرفی روزانه در هر دوره و قیمت برق مصرفی به صورت ساعتی در هر دوره معلوم است. هدف پیدا کردن مکان بهینه برای خازن‌های ثابت و رگولاتورهای ولتاژ اتوماتیک و غیراتوماتیک و همچنین پیدا کردن تنظیمات رگولاتورها در هر دوره است، به گونه‌ای که توابع هدف مسأله بهینه شوند. برای این منظور طول هر کروموزوم برابر حداکثر تعداد خازن‌های ثابت به علاوه سه برابر جمع حداکثر تعداد رگولاتور-های اتوماتیک و حداکثر تعداد رگولاتورهای غیراتوماتیک است. علت این که به ازای هر رگولاتور، سه ژن در کروموزوم در نظر گرفته می‌شود این است که یکی مکان نصب آن را در شبکه نشان می‌دهد و دو ژن دیگر تنظیمات رگولاتور در دوره‌های گرم و معتدل سال را تعیین می‌کنند. برای مثال، در رگولاتور غیراتوماتیک، شماره تپ در دوره‌های گرم و معتدل سال تعیین می‌شود و در رگولاتور اتوماتیک، مقدار دامنه ولتاژ در دوره‌های گرم و معتدل سال تعیین می‌شود. به هر ژن کروموزوم عددی در بازه اعداد حقیقی بین صفر تا یک اختصاص می‌یابد و سپس این عدد متناسب به نوع ژن (مکان تجهیز، مقدار تپ یا مقدار ولتاژ خروجی رگولاتور اتوماتیک) به عددی در بازه مربوط به خود تبدیل می‌شود. با توجه به دیدگاه‌های عملی و همچنین حجم خازن‌های مورد استفاده در شبکه توزیع اهواز و همچنین زیرساخت مورد نیاز برای نصب رگولاتور ولتاژ و خازن، معمولاً امکان نصب بیش از یک تجهیز در هر شین وجود ندارد، لذا این محدودیت عملی نیز در کروموزوم لحاظ گردیده است. ساختار کروموزوم پیشنهادی در شکل (۲) نشان داده شده است.

Location-C مکان نصب خازن‌ها، Location-reg_n و Location-reg_a به ترتیب مکان رگولاتور ولتاژ غیراتوماتیک و مکان رگولاتور ولتاژ اتوماتیک است، tap_{nq,w} و tap_{nq,c} به ترتیب مبین تنظیمات تپ رگولاتورهای ولتاژ غیراتوماتیک در دوره‌های گرم و معتدل هستند. V_{am,w} و V_{am,c} نیز مقدار ولتاژ تثبیت شده‌ی رگولاتورهای ولتاژ اتوماتیک در دوره‌های گرم و معتدل را نشان می‌دهند. پس از رمزگشایی از هر کروموزوم، با تعیین تعداد خازن‌ها و رگولاتورهای ولتاژ جابجایی شده، تابع هدف سوم (OF3) محاسبه می‌شود، سپس خازن‌ها و رگولاتورهای ولتاژ با تنظیمات تعیین شده در مکان‌های پیشنهادی قرار داده می‌شوند و با حل پخش بار توابع هدف OF1 و OF2 محاسبه می‌شوند. بر اساس نتایج پخش بار قیود ولتاژ و توان‌های انتقالی برای دو روز نمونه در هر یک از سال‌های افق برنامه‌ریزی چک می‌شوند. چنانچه نقض قیدی صورت بگیرد، به ازای هر نقض قید، توابع هدف جریمه می‌شوند. با این کار عملاً کروموزوم‌هایی که منجر به نقض قید می‌شوند، دارای توابع هدف بزرگتری می‌شوند و برای مراحل بعدی از شانس کمتری برخوردار هستند و بالعکس کروموزوم‌هایی که منجر به جریمه‌ی توابع هدف نمی‌شوند و یا قیود کمتری را نقض می‌کنند، از شانس بالاتری جهت بهبود و تکمیل در مراحل بعدی برخوردار خواهند بود. شایان ذکر است که قیود عملیاتی رگولاتورها به طور مستقیم به عنوان محدودیت کروموزوم‌ها اعمال می‌شوند. در فرآیند تولید مجدد^{۱۹} از چرخه رولت برای تولید فرزند برای نسل بعد استفاده می‌شود. با استفاده از روش تست و تنظیم^{۲۰}، عملکرد تقاطع با نرخ ۰/۸ انتخاب شده است.



شکل (۲): ساختار کروموزوم نمونه

Figure (2): Sample chromosome structure

نرخ عملگر جهش نیز با استفاده از روش تست و تنظیم $0/2$ تعیین شده است. شرط خاتمه الگوریتم این است که حداکثر تعداد تکرار تعیین شده انجام شود. این تعداد تکرار با روش تست و تنظیم تعیین می‌شود. برای حل پخش بار با در نظر گرفتن رگولاتورهای ولتاژ از الگوریتم پخش بار پس‌رو-پیش‌رو که جزئیات آن در مرجع [۲۶] ارائه شده، استفاده شده است. به منظور در نظر گرفتن واقعیت‌های شبکه‌های عملی، همچنان‌که در رابطه (۵) بیان شده است، بار به صورت ترکیبی از مؤلفه‌های توان-ثابت و امیدانس ثابت در نظر گرفته شده است. مؤلفه توان ثابت بار، غیروابسته به ولتاژ شبکه است، لیکن مؤلفه امیدانس ثابت بار، با توان دوم ولتاژ شبکه تغییر می‌کند. لذا در مدل‌سازی مؤلفه امیدانس ثابت بار، مقدار توان جذب شده بار، در هر تکرار پخش بار به‌هنگام می‌شود [۲۳]. شکل (۳) روند نمای کلی الگوریتم حل را نشان می‌دهد.

۴-۲- شاخص انتخاب جواب بهینه

در حل مسائل بهینه‌سازی با تکنیک‌های چندهدفه، همه پاسخ‌های نامغلوب، پاسخ‌های قابل قبولی هستند و تصمیم نهایی می‌تواند با در نظر گرفتن شاخص‌های اقتصادی در کنار ملاحظه‌های مهندسی (جهت اجرا) صورت گیرد. در اینجا مجموعه جواب‌های نامغلوب پارتو، همگی به عنوان پاسخ‌های بهینه ارائه می‌شوند و شرکت توزیع برق اهواز می‌تواند مطابق با معیارهای مشخص (سهولت اجرا یا شاخص‌های اقتصادی)، طرح نهایی را انتخاب نمایند. یک شاخص اقتصادی جهت انتخاب پاسخ نهایی، نسبت سود به هزینه است. نکته قابل توجه این است که در ساختار بازار برق ایران، شرکت‌های توزیع، انرژی الکتریکی مورد نیاز جهت تأمین بار و تلفات شبکه را در قیمت‌های ساعتی بازار عمده فروشی خریداری می‌نمایند ولی تنها بابت فروش برق به مصرف‌کننده نهایی، آن هم در قیمت‌های ثابت دریافت مالی دارند. لذا کاهش هزینه تلفات انرژی باعث کاهش هزینه‌های خرید برق از بازار انرژی می‌شود. به علاوه شرکت‌های توزیع، هزینه‌ای را نیز بابت دریافت سرویس جانبی توان راکتیو از شبکه بالادست متحمل می‌شوند. به این ترتیب، سود طرح به‌عنوان میزان کاهش هزینه خرید انرژی (اکتیو) و توان راکتیو از بازار برق در افق برنامه‌ریزی در نتیجه به‌کارگیری خازن‌های ثابت و رگولاتورهای ولتاژ در مقایسه با حالتی که وضعیت فعلی شبکه حفظ شود و هیچ تجهیزاتی به آن اضافه نشود، تعریف می‌شود. مقدار تابع هدف سوم، کل هزینه‌های طرح در سال-های افق برنامه‌ریزی را نشان می‌دهد. لذا شاخص انتخاب به صورت رابطه (۱۵) تعریف می‌شود و طرحی که به ازای آن این شاخص بیشترین مقدار را داشته باشد، به عنوان طرح نهایی (از منظر اقتصادی) انتخاب می‌شود:

$$sel_Index_i = \frac{Benefit_i}{OF3_i} \quad (15)$$

که در آن، sel_Index_i شاخص انتخاب متناظر با پاسخ پرتوی i -ام و $Benefit_i$ سود کلی حاصل از این پاسخ را در سال‌های افق برنامه‌ریزی نشان می‌دهد. با در نظر گرفتن این نکته که مطابق با قواعد بازار برق ایران، هزینه توان راکتیو دریافتی از شبکه بالادست از ضرب توان اکتیو دریافتی در ضریب قیمت راکتیو محاسبه می‌شود، $Benefit_i$ از رابطه (۱۶) قابل محاسبه است:

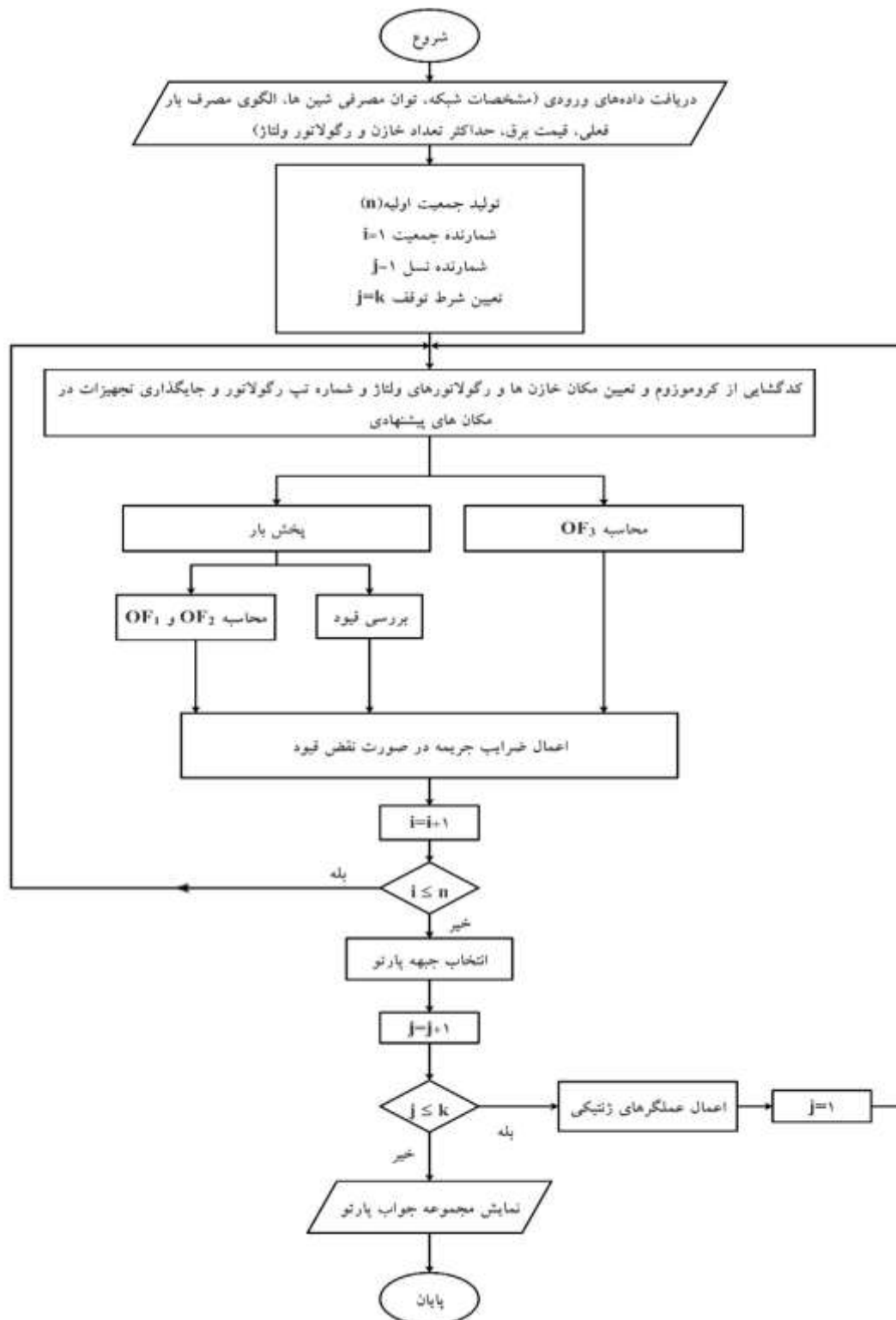
$$Benefit_i = \sum_{y=1}^Y \sum_{k=1}^K ND_k \sum_{t=1}^{24} (\rho_{t,k,1} + \rho_{t,k,l,r}) (Active_{i,t,k,y,a} - Active_{t,k,y,b}) \left(\frac{1 + Infr}{1 + Intr} \right)^{y-1} \quad (16)$$

که در آن، $Active_{t,k,y,b}$ توان اکتیو دریافتی پاسخ پرتوی i -ام از شبکه بالادست در ساعت t یک روز نمونه دوره k در سال y -ام است که از محاسبات پخش بار حاصل می‌شود. $Active_{t,k,y,b}$ توان اکتیو دریافتی از شبکه بالادست در ساعت t یک روز نمونه دوره k در سال y -ام است با فرض این‌که وضعیت موجود حفظ شود و هیچ خازن یا رگولاتوری در شبکه نصب نشود و با حل پخش بار محاسبه می‌شود. $P_{t,k,l,r}$ قیمت توان راکتیو در ساعت t یک روز نمونه دوره k در سال اول است.

۳- اعتبار سنجی

از آنجا که به دلیل تفاوت مدل پیشنهادی با کار سایر مقاله‌ها، امکان مقایسه‌ی کل مدل پیشنهادی در این مقاله با مقاله‌های دیگر وجود ندارد، برای اعتبارسنجی نتایج، قسمتی از مدل پیشنهادی ارائه شده در این مقاله (جایابی خازن) با مدل ارائه شده

در مرجع [۸] مقایسه می‌شود. برای این مسئله از شبکه تست شعاعی ۱۰ شینه ۲۳ کیلوولت معرفی شده در مرجع [۸] استفاده شده است.



شکل (۳): روندنمای کلی الگوریتم حل

Figure (3): The overview process of the solution algorithm

در مرجع [۸]، هدف جاییابی بانک خازنی به منظور کاهش هزینه سالیانه است که دو هزینه تلفات توان اکتیو و هزینه جاییابی خازن در شبکه را شامل می‌شود. این دو هزینه به‌صورت یک تابع هدف فرمول‌بندی شده و به‌صورت تک‌هدفه حل گردیده است. ولتاژ شین‌ها به عنوان تنها قید مسئله مورد توجه قرار گرفته است. با انجام یک پخش بار، تلفات توان اکتیو شبکه ۱۰ شینه ۷۸۳/۷۷ کیلووات است. به منظور امکان مقایسه نتایج مدل پیشنهادی با مدل مرجع [۸] از آنجا که حل چندهدفه به دلیل مصالحه بین توابع به جواب‌های بدتری نسبت به حل تک‌هدفه می‌رسد، لذا با یک نگاه بدبینانه از حل چندهدفه برای جاییابی بهینه خازن استفاده می‌شود. لازم به ذکر است که جاییابی با در نظر گرفتن شرایط مرجع [۸] انجام می‌شود، برای این منظور، جاییابی خازن فقط با در نظر گرفتن بار پیک انجام می‌شود و از الگوهای باری دوره گرم و معتدل سال چشم‌پوشی می‌شود. از طرفی محدودیت نصب یک تجهیز (در اینجا خازن) در هر شین برای کروموزم برداشته شده و با توجه به متغیر بودن ظرفیت خازن‌ها برای هر خازن یک ژن اضافی در کروموزم به عنوان ظرفیت خازن در نظر گرفته شده است. جدول (۱) نتایج مرجع [۸] را نشان می‌دهد. پاسخ‌های نامغلوب پارتو حاصل از بهینه‌سازی به روش پیشنهادی این مقاله به همراه مقدار تلفات توان اکتیو و همچنین گره‌های مکان خازن، در جدول (۲) ارائه شده است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود در حل چندهدفه، در پاسخ‌های بهینه‌ی پارتوی اول و دوم درصد کاهش تلفات بیشتر از پاسخ مرجع [۸] است. توجه به این نکته لازم است که جمع ظرفیت خازن نصب شده در پاسخ بهینه پارتوی دوم مشابه پاسخ مرجع [۸] است ولی درصد کاهش تلفات آن اندکی بیشتر از پاسخ مرجع [۸] است. در پاسخ بهینه پارتوی سوم درصد کاهش تلفات مقداری کمتر است ولی در عوض مقدار خازن نصب شده نیز کمتر است. به‌طوری‌که مقایسه نتایج حاصله با نتایج مرجع [۸] به خوبی قابلیت مدل پیشنهادی را در یافتن پاسخ‌های مناسب نشان می‌دهد.

۴- نتایج عددی

مدل پیشنهادی در محیط نرم‌افزار متلب با کامپیوتری با پردازنده Intel core i5 شبیه‌سازی شده است. به‌منظور در نظر گرفتن ملاحظه‌های مهندسی و دستیابی به پاسخ‌های قابل پیاده‌سازی، تجهیزات جاییابی شونده (خازن و رگولاتور ولتاژ)، شامل تجهیزات موجود در بازار و مورد تأیید شرکت توزیع برق اهواز برای نصب در شبکه هستند. بر این اساس بانک خازنی ثابت ۳۳ کیلوولت ۶۰۰ کیلووار و رگولاتورهای ولتاژ ۳۳ کیلوولت با ۳۳ پله تپ و قابلیت تنظیم ولتاژ $\pm 10\%$ درصد مورد بررسی قرار می‌گیرند. قیمت بانک‌های خازنی و رگولاتورهای ولتاژ اتوماتیک و غیراتوماتیک مطابق فهرست‌بهای ۱۳۹۸ شرکت توزیع برق اهواز در نظر گرفته شده است.

Table (1): Results of capacitor placement in 10 busses network related to the reference [8]

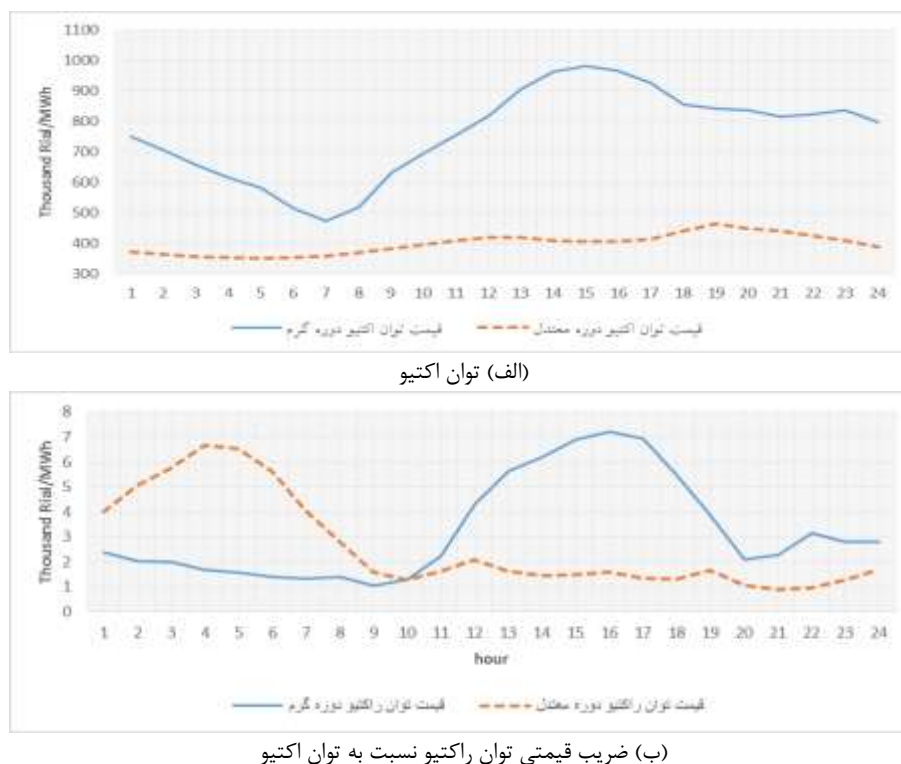
جدول (۱): نتایج جاییابی خازن در شبکه ۱۰ شینه مربوط به مرجع [۸]

پارامتر	مرجع [۸]
تلفات توان (کیلووات)	۶۹۴/۹۳
(مقدار خازن) گره مکان (کیلووار)	۵(۱۲۰۰)-۶(۱۲۰۰)-۹(۲۰۰)-۱۰(۴۰۷)
درصد کاهش تلفات توان اکتیو	۱۱/۳۳

Table (2): Pareto responses for capacitor placement according to the method proposed in the article for the 10-bus network

جدول (۲): پاسخ‌های پارتو در جاییابی خازن به روش پیشنهادی مقاله برای شبکه ۱۰ شینه

پاسخ‌های نامغلوب پارتو			
حالت	۱	۲	۳
پارامتر			
مکان (مقدار خازن) (کیلووار)	۹(۴۰۷)-۱۰(۴۰۷) ۵(۱۲۰۰)-۶(۱۲۰۰)	-۶(۱۲۰۰) ۷(۴۰۷)-۱۰(۲۰۰) ۵(۱۲۰۰)	۱۰(۴۰۷) ۵(۱۲۰۰)-۶(۱۲۰۰)
تلفات اکتیو (کیلووات)	۶۹۴/۲۶۵۵	۶۹۴/۶۵۷۷	۶۹۶/۷۷۸۳
درصد کاهش تلفات توان اکتیو	۱۱/۴۲	۱۱/۳۶	۱۱/۰۹



شکل (۴): نمودار قیمت ساعته بازار برق برای دوره‌های گرم و معتدل برای سال اول

Figure (4): Hourly electricity market price chart for warm and temperate periods for the first year, a) Active power b) Price coefficient of reactive power compared to active power

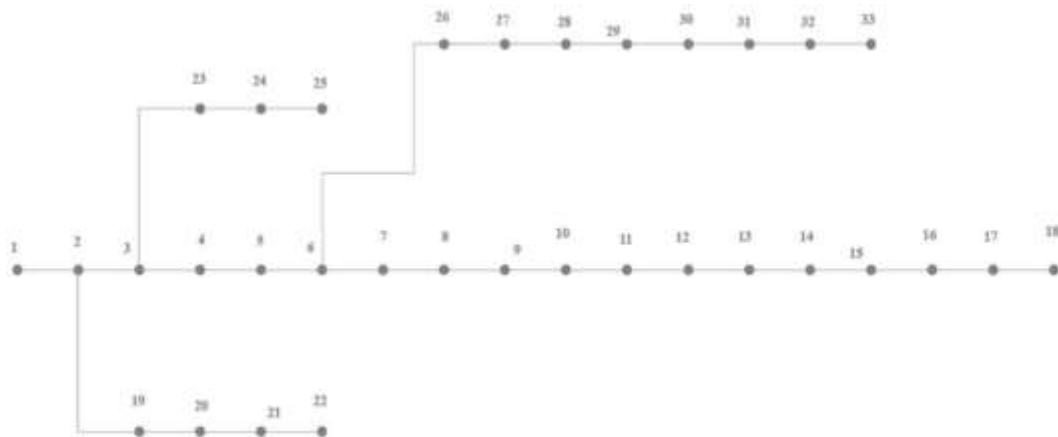
هزینه تعمیر و نگهداری سالانه برای هر تجهیز ۲ درصد هزینه نصب و خرید آن فرض شده است [۲۷]. افق برنامه‌ریزی ۵ سال در نظر گرفته شده و هر سال به دو دوره گرم (از یکم فروردین تا سی‌ام آبان ماه) و معتدل (از یکم آذر ماه تا ۲۹ ام اسفند) تقسیم شده است [۲۲].

الگوی بار روزانه برای دوره‌های گرم و معتدل مطابق شکل (۱) فرض شده است. همچنین نمودار قیمت ساعته بازار انرژی ایران برای دوره‌های گرم و معتدل بر اساس میانگین قیمت‌های بازار برق برای شرکت توزیع اهواز برای سال اول، در شکل (۴-الف) نمایش داده شده است. قیمت ساعته توان راکتیو بر اساس میانگین قیمت‌های بازار برق برای دوره‌های گرم و معتدل در شکل (۴-ب) نشان داده شده‌اند. شایان ذکر است، مطابق با قواعد بازار برق ایران، هزینه توان راکتیو دریافتی از شبکه بالادست از ضرب توان اکتیو دریافتی در ضریب قیمت راکتیو محاسبه می‌شود. لذا در شکل (۴-ب) قیمت بر حسب ریال بر مگاوات-ساعت بیان شده است. براساس تجربه بهره‌برداران شبکه توزیع برق اهواز، در دوره گرم سال بارها ۷۰ درصد توان ثابت و ۳۰ درصد امپدانس ثابت فرض شده‌اند و در دوره معتدل سال ۵۰ درصد بارها توان ثابت و ۵۰ درصد دیگر امپدانس ثابت فرض شده‌اند. میزان رشد بار برای دوره گرم ۵ درصد و برای دوره معتدل ۱ درصد فرض شده است. از آن‌جا که این پروژه متعلق به بخش دولتی است، نرخ بهره و تورم بر اساس نرخ‌های متداول برای پروژه‌های دولتی در زمان این مطالعه (نرخ بهره ۱۵ درصد و نرخ تورم ۱۱ درصد) در نظر گرفته شده ۰/۹۵ الی ۱/۰۵ پریونیت است.

در ادامه نتایج اجرای مدل پیشنهادی برای یک شبکه تست ۳۳ شینه معرفی شده در مرجع [۲] که در شکل (۵) نمایش داده شده و شرایط شبکه توزیع برق شهرستان اهواز برای آن در نظر گرفته شده است، تحت سناریوهای مختلف ارائه می‌شود. به منظور نشان دادن کارایی مدل پیشنهادی برای شبکه‌های واقعی، نتایج حاصل از پیاده‌سازی مدل پیشنهادی بر روی یک فیدر ۱۲۳ شینه ۳۳ کیلوولت از شبکه توزیع برق اهواز که در شکل (۶) نمایش داده شده و مشخصات آن در مرجع [۲۲] آمده، نیز ارائه و تحلیل می‌گردد.

۴-۱- نتایج عددی شبکه تست ۳۳ شینه

در این بخش نتایج عددی حاصل از اعمال مدل پیشنهادی بر شبکه تست ۳۳ شینه که شرایط شبکه توزیع برق شهرستان اهواز برای آن در نظر گرفته شده است، ارائه و تحلیل می‌گردد. برای این منظور، ابتدا وضعیت این شبکه در حالت پایه یعنی با فرض حفظ شرایط موجود (بدون به‌کارگیری خازن یا رگولاتور ولتاژ) مورد بررسی و تحلیل قرار می‌گیرد. در ادامه وضعیت این شبکه برای سناریوهای مختلف به‌کارگیری تعدادی خازن یا رگولاتور ولتاژ (به تنهایی یا به‌صورت ترکیبی)، از دو جنبه فنی و اقتصادی بررسی می‌گردد و نتایج تحلیل می‌شوند.



شکل (۵): دیاگرام تک خطی سیستم ۳۳ شینه شعاعی [۲]

Figure (5): Single line diagram of 33 radial system [2]



شکل (۶): دیاگرام تک خطی سیستم ۱۲۳ شینه شعاعی عملی [۲۲]

Figure (6): Single line diagram of 123 radial practical system [22]

۴-۱-۱- وضعیت موجود شبکه تست ۳۳ شینه

پروفیل ولتاژ شبکه در حالت پایه برای ساعت پیک بار دوره گرم سال اول و سال آخر و ساعت کم‌باری دوره معتدل سال اول در شکل (۷) ارائه شده است. شایان ذکر است که بررسی حالت‌های فوق به عنوان حالت‌های مرزی از آنجا اهمیت دارد که چنانچه پروفیل ولتاژ در ساعت پرباری دوره گرم در سال اول، قید ولتاژ را نقض نکند، می‌توان با اطمینان خاطر عدم نقض قید ولتاژ در سایر ساعات دوره گرم در سال اول را نتیجه‌گیری نمود. از طرفی رشد بار در سنوات افق برنامه‌ریزی می‌تواند باعث افت ولتاژ و نقض قید حدود ولتاژ در سال‌های آتی شود. با بررسی ساعت پیک مصرف دوره گرم در سال آخر، چنانچه قید حدود ولتاژ در این ساعت ارضاء گردد، می‌توان عدم نقض قید ولتاژ در سایر ساعات دوره گرم در طول سنوات افق برنامه‌ریزی را نتیجه‌گیری نمود. همچنین در دوره معتدل نگرانی از افزایش ولتاژ در کم‌بارترین ساعت است. اگر در کم‌بارترین ساعت دوره معتدل در سال اول قید محدودیت ولتاژ تأمین شود، در سنوات آتی با رشد بار حتماً این قید تأمین خواهد شد. لذا برای دوره معتدل بررسی کم‌بارترین ساعت در سال اول کافی است. مطابق با شکل (۷) ولتاژ بعضی از شین‌ها در ساعت پیک مصرف دوره گرم در سال اول محدوده مجاز بهره‌برداری را نقض می‌کنند. بدیهی است که با رشد بار در طول سنوات افق برنامه‌ریزی در صورت حفظ وضعیت موجود، وضعیت پروفیل ولتاژ در سال آخر بدتر می‌شود. که این موضوع به خوبی در شکل (۷) دیده می‌شود. از طرفی در سال اول نگرانی مربوط به افزایش ولتاژ در ساعت کم‌باری دوره معتدل است و با افزایش بار در سال‌های آینده این نگرانی تا حدودی رفع می‌گردد. اما از آنجا که در این شبکه در سال اول در کم‌بارترین ساعت دوره معتدل نیز اضافه ولتاژی مشاهده نمی‌شود، لذا شرایط برای دوره معتدل در سال آخر بررسی نشده است. همچنین شاخص انحراف ولتاژ و هزینه خرید توان‌های اکتیو و راکتیو از شبکه در افق برنامه‌ریزی در جدول (۳) ارائه شده است.

۴-۱-۲- سناریوهای بررسی شده

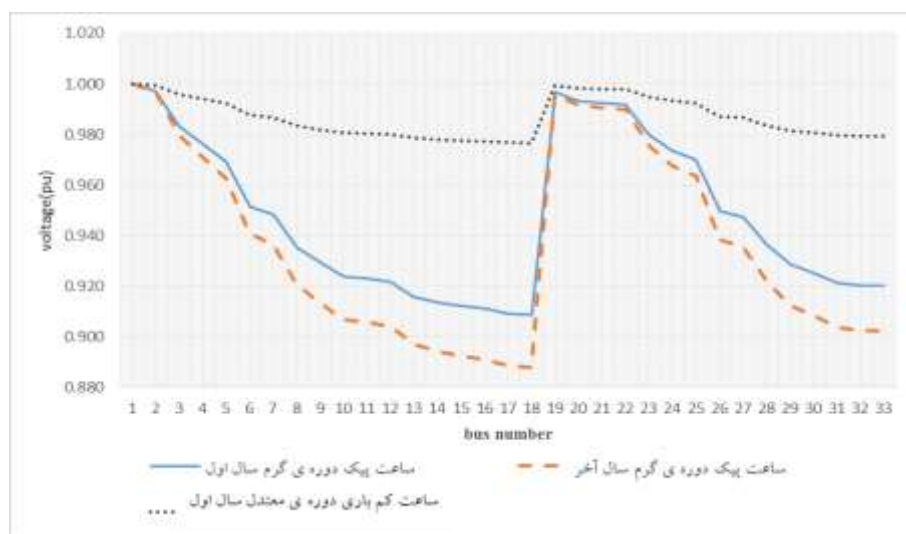
در این قسمت به منظور ارزیابی عملکرد جابجایی خازن ثابت و رگولاتورهای اتوماتیک و غیر اتوماتیک در بهبود پروفیل ولتاژ شبکه از دو جنبه فنی و اقتصادی، چهار سناریو مورد بررسی قرار می‌گیرد:

سناریوی اول: جابجایی پنج ست خازن ثابت

سناریوی دوم: جابجایی دو دستگاه رگولاتور ولتاژ اتوماتیک و پنج ست خازن ثابت

سناریوی سوم: جابجایی دو دستگاه رگولاتور ولتاژ غیر اتوماتیک و پنج ست خازن ثابت

سناریوی چهارم: جابجایی دو عدد رگولاتور ولتاژ غیر اتوماتیک دو عدد رگولاتور ولتاژ اتوماتیک و پنج ست خازن ثابت



شکل (۷): نمودار پروفیل ولتاژ شبکه تست ۳۳ شینه در حالت پایه (حفظ شرایط موجود)

Figure (7): Voltage profile diagram for 33-buses test network in the basic state (maintaining the existing conditions)

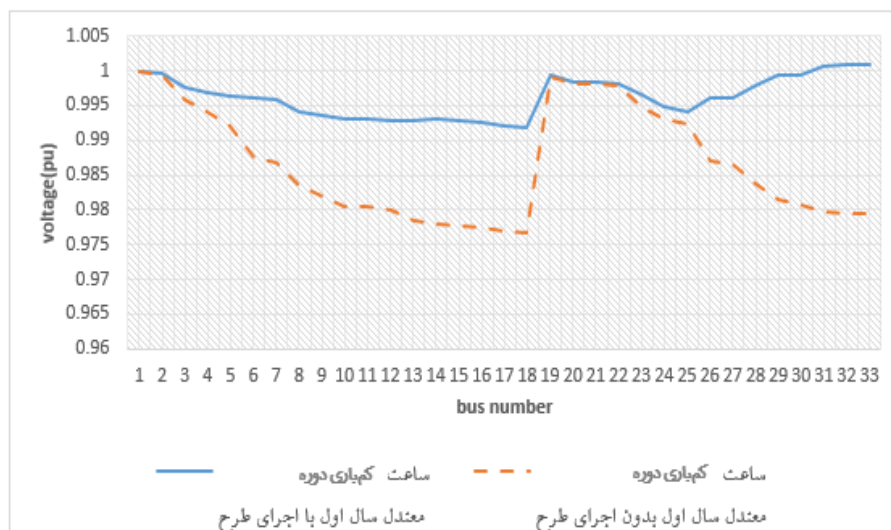
Table (3): Numerical indicators of 33-buses test network in the years of the planning horizon in the basic state (maintaining the existing conditions)

جدول (۳): شاخص‌های عددی شبکه تست ۳۳ شینه در سال‌های افق برنامه‌ریزی در حالت پایه (حفظ شرایط موجود)

شاخص انحراف ولتاژ (پریونیت)	هزینه تلفات انرژی در افق برنامه‌ریزی (میلیون ریال)	هزینه خرید توان اکتیو در افق برنامه‌ریزی (میلیون ریال)	هزینه خرید توان راکتیو (میلیون ریال)
۱۰۶۱۴	۲۷۰۸۸	۵۶۵۶۷۰	۱۸۰۸/۷



(الف) ساعت پیک مصرف سال اول و سال آخر



(ب) ساعت کم‌باری سال اول

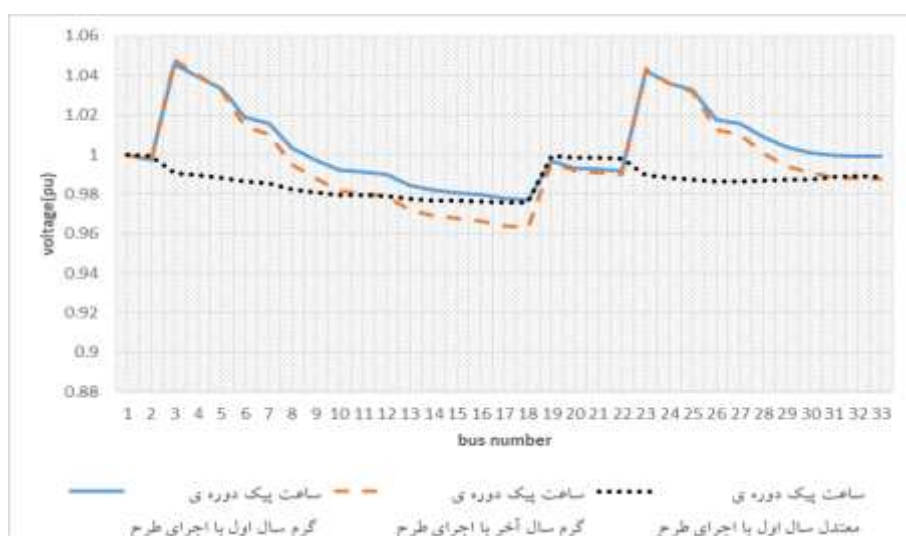
شکل (۸): پروفیل ولتاژ شبکه تست ۳۳ شینه در سناریوی اول مربوط به پاسخ پارتوی سوم

Figure (8): Voltage profile of the 33-buses test network in the first scenario related to the third Pareto response, a) Peak consumption hour of the first year and the last year, b) Lowload hour of the first year

خلاصه نتایج مربوط به این سناریوها در جدول (۴) ارائه شده است که در آن هزینه‌ها برحسب میلیون ریال است. با بررسی پاسخ‌های نامغلوب پارتو در سناریوی اول مشاهده می‌گردد که جایابی خازن در شبکه در مقایسه با حالت پایه، منجر به کاهش هزینه تلفات انرژی و همچنین کاهش هزینه خرید توان اکتیو و راکتیو از شبکه می‌شود و با توجه به قیمت پایین خازن، حل مسأله بهینه‌سازی منجر به استفاده از همه خازن‌ها در شبکه شده است. با توجه به شاخص انتخاب، تمامی پاسخ‌ها در افق برنامه‌ریزی دارای بازگشت سرمایه‌ی مطلوبی بوده و از نظر اقتصادی مقرون به‌صرفه هستند، اما بررسی جزئیات نتایج نشان می‌دهد که هیچ‌کدام از پاسخ‌ها قادر به اصلاح ولتاژ در دوره گرم سال نبوده‌اند. از طرفی منجر به افزایش ولتاژ (در شین‌هایی

که خازن در آن‌ها نصب شده است) در دوره معتدل سال گردیده‌اند. لذا اصلاح پروفیل ولتاژ این شبکه که مطابق با شرایط شبکه توزیع برق اهواز اصلاح شده است به وسیله خازن به تنهایی مقدور نیست. برای نشان دادن اثر جابجایی خازن در پروفیل ولتاژ شبکه، پروفیل ولتاژ برای ساعت پیک مصرف دوره‌ی گرم سال اول و سال آخر برای پاسخ پارتوی سوم در شکل (۸-الف) و همچنین برای ساعت کم‌باری سال اول در شکل (۸-ب) رسم گردیده است.

در سناریوی دوم، به دلیل قیمت بالای رگولاتور ولتاژ اتوماتیک، حل مسأله بهینه‌سازی منجر به استفاده از یک رگولاتور شده است. بررسی پاسخ‌ها نشان می‌دهد که شاخص انتخاب کوچکتر از ۱ است و لذا هیچ‌کدام از پاسخ‌ها بازگشت سرمایه ندارند. این در حالی است که جزئیات نتایج نشان می‌دهد که در همه ساعات افق برنامه‌ریزی، ولتاژ در محدوده قابل قبول قرار می‌گیرد. برای نمونه، پروفیل ولتاژ شبکه برای پاسخ پارتوی چهارم در سه حالت مرزی شامل ساعت پیک دوره گرم سال اول و آخر و کم‌بارترین ساعت دوره معتدل در سال اول در شکل (۹) نشان داده شده است. همچنان‌که مشاهده می‌شود، ولتاژها در محدوده مجاز بهره‌برداری قرار دارند.



شکل (۹): نمودار پروفیل ولتاژ شبکه تست ۳۳ شینه در سناریوی دوم با اجرای طرح مربوط به پاسخ پارتوی چهارم

Figure (9): Voltage profile diagram of the 33-buses test network in the second scenario with the implementation of the plan related to the fourth Pareto response



شکل (۱۰): نمودار پروفیل ولتاژ شبکه تست ۳۳ شینه در سناریوی سوم با اجرای طرح مربوط به پاسخ پارتوی دوم

Figure (10): Voltage profile diagram of 33-buses test network in the third scenario with the implementation of the plan related to the second Pareto

Table (4): Non-dominated Pareto responses in different scenarios of 33-buses test network

جدول (۴): پاسخ‌های نامغلوب پارتو در سناریوهای مختلف شبکه تست ۳۳ شینه

حالت	شاخص	پاسخ‌های پارتو		
		اول	دوم	سوم
۱	شاخص انحراف ولتاژ	۷۲۴۹/۹	۷۱۷۴/۱	۷۵۸۴/۴
	هزینه تلفات انرژی	۲۲۳۱۷	۲۲۵۰۲	۲۲۱۷۳
	هزینه سرمایه‌گذاری اولیه	۷۱۰/۶۳	۷۱۰/۶۳	۷۱۰/۶۳
	هزینه خرید توان راکتیو از شبکه بالادست	۵۶۰۷۷۰	۵۶۱۰۲۰	۵۶۰۵۵۰
	هزینه خرید توان راکتیو از شبکه بالادست	۸۴۰/۳	۸۴۰/۴۳	۸۵۳/۷۷
	گره مکان خازن	۱۱-۱۶-۳۰-۳۱-۳۲	۱۳-۱۶-۳۰-۳۱-۳۲	۱۴-۲۹-۳۰-۳۱-۳۲
	شاخص انتخاب	۸/۲۶۱۷	۷/۹۱	۸/۵۷۱
۲	شاخص انحراف ولتاژ	۴۸۵۲/۲	۵۱۲۲/۷	۴۷۳۶/۷
	هزینه تلفات انرژی	۲۴۲۵۶	۲۲۱۶۸	۲۲۳۲۰
	هزینه سرمایه‌گذاری اولیه	۸۸۸۸/۴	۹۰۳۰/۵	۹۰۳۰/۵
	هزینه خرید توان راکتیو از شبکه بالادست	۵۶۰۲۰۰	۵۵۹۰۳۰	۵۵۹۵۴۰
	هزینه خرید توان راکتیو از شبکه بالادست	۱۶۵۲/۴	۱۴۵۸/۶	۱۴۶۰/۹
	گره مکان خازن	۳۰	۳۰-۳۲	۲۹-۳۰
	*گره خروجی رگولاتور اتوماتیک/ ولتاژ تنظیمی (دوره معتدل - دوره گرم)	۳ (۱/۰-۰۵/۹۸۹۶)	۳ (۰-۰۹۸۳۱) (۱/۰۴۷۸)	۳ (۱/۰-۰۴۹۲/۹۸۶۴)
۳	شاخص انتخاب	۰/۶۳۲۸۳	۰/۷۷۳۸۸	۰/۷۱۷۵۳
	شاخص انحراف ولتاژ	۳۹۷۶/۹	۳۵۹۰/۸	۱۸۶۷/۴
	هزینه تلفات انرژی	۲۴۲۶۱	۲۱۱۶۰	۲۰۲۱۵
	هزینه سرمایه‌گذاری اولیه	۳۰۹۴	۳۳۷۸/۲	۶۶۱۴/۴
	هزینه خرید توان راکتیو از شبکه بالادست	۵۵۹۴۲۰	۵۵۸۱۵۰	۵۵۶۱۱۰
	هزینه خرید توان راکتیو از شبکه بالادست	۱۶۵۲/۴	۱۲۶۵/۷	۹۰۸/۱
	گره مکان خازن	۳۰	۲۷-۲۹-۳۰	۱۱-۱۸-۲۰-۳۰-۳۲
۴	(تپ تنظیمی دوره معتدل - دوره گرم) / *گره خروجی رگولاتور غیر اتوماتیک	۳ (۱۰ و ۰)	۳ (۹ و ۰)	۳ (۴ و ۱)
	شاخص انتخاب	۲/۰۷	۲/۳۸	۱/۵۸
	شاخص انحراف ولتاژ	۳۹۷۶/۹	۳۵۹۰/۸	۱۸۶۷/۴
	هزینه تلفات انرژی	۲۴۲۶۱	۲۱۱۶۰	۲۰۲۱۵
	هزینه سرمایه‌گذاری اولیه	۳۰۹۴	۳۳۷۸/۲	۶۶۱۴/۴
	هزینه خرید توان راکتیو از شبکه بالادست	۵۵۹۴۲۰	۵۵۸۱۵۰	۵۵۶۱۱۰
	هزینه خرید توان راکتیو از شبکه بالادست	۱۶۵۲/۴	۱۲۶۵/۷	۹۰۸/۱
۴	گره مکان خازن	۳۰	۲۷-۲۹-۳۰	۱۱-۱۸-۲۰-۳۰-۳۲
	*گره خروجی رگولاتور اتوماتیک/ ولتاژ تنظیمی (دوره معتدل - دوره گرم)	-	-	-
	(تپ تنظیمی دوره معتدل - دوره گرم) / *گره خروجی رگولاتور غیر اتوماتیک	۳ (۱۰ و ۰)	۳ (۹ و ۰)	۳ (۴ و ۱)
	شاخص انتخاب	۲/۰۷	۲/۳۸	۱/۵۸
	شاخص انحراف ولتاژ	۳۹۷۶/۹	۳۵۹۰/۸	۱۸۶۷/۴
	هزینه تلفات انرژی	۲۴۲۶۱	۲۱۱۶۰	۲۰۲۱۵
	هزینه سرمایه‌گذاری اولیه	۳۰۹۴	۳۳۷۸/۲	۶۶۱۴/۴

*رگولاتور ولتاژ، به‌طور سری در خط قرار می‌گیرد و ولتاژ گره بعد از خود را اصلاح می‌کند. لذا شین‌ها دلالت بر شین خروجی رگولاتور دارد.

در سناریوی سوم، شاخص انتخاب برای همه پاسخ‌ها بزرگتر از ۱ است و لذا همه پاسخ‌ها در بازه زمانی معقول بازگشت سرمایه دارند. ضمناً بررسی جزئیات پاسخ‌ها نشان می‌دهد که در تمام موارد ولتاژها در محدوده مجاز بهره‌برداری هستند و هیچ نقض قیدی رخ نداده است. برای نمونه، پروفیل ولتاژ شبکه برای پاسخ پارتوی دوم در سه حالت مرزی در شکل (۱۰) نشان داده شده است. همچنان‌که مشاهده می‌شود، ولتاژها در محدوده مجاز بهره‌برداری قرار دارند.

در سناریوی چهارم، حل مسأله بهینه‌سازی منجر به پاسخ‌هایی کاملاً مشابه سناریوی سوم شده است و از رگولاتورهای اتوماتیک هیچ استفاده‌ای نشده است. علت این امر هزینه بالای رگولاتور ولتاژ اتوماتیک است. یادآوری می‌شود در سناریوی دوم با جابجایی یک رگولاتور ولتاژ اتوماتیک، پروفیل ولتاژ در محدوده مجاز بهره‌برداری قرار گرفت اما هیچ کدام از پاسخ‌ها توجیه اقتصادی نداشتند. در این سناریو با به‌کارگیری یک رگولاتور ولتاژ غیراتوماتیک، هم ولتاژها در محدوده مجاز قرار می‌گیرند و هم بازگشت سرمایه محقق می‌شود و لذا نیازی به استفاده از رگولاتور ولتاژ اتوماتیک نیست.

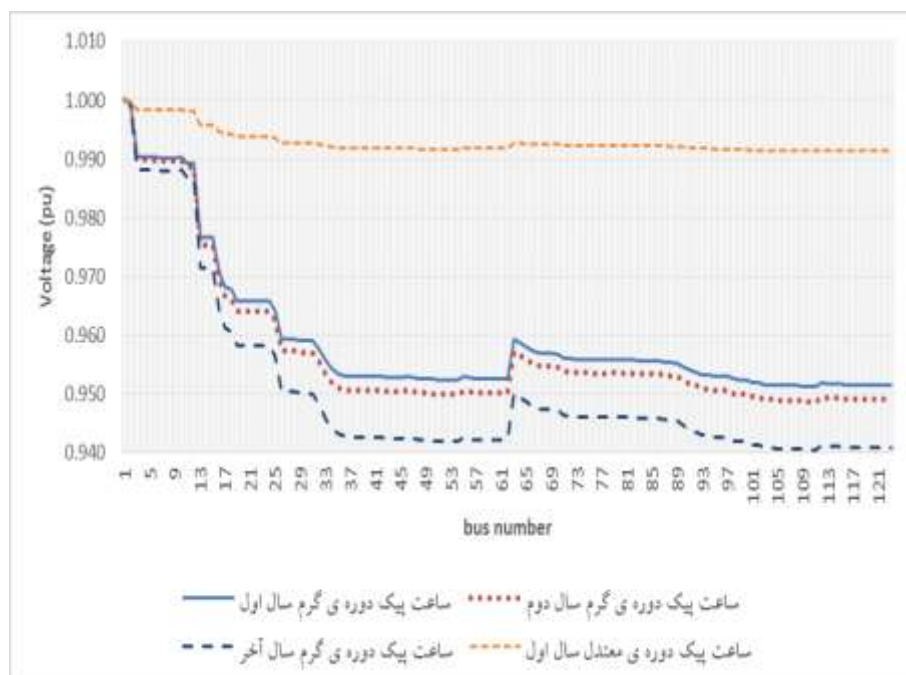
با توجه به نتایج شبیه‌سازی‌ها، خازن‌ها به تنهایی قادر نیستند ولتاژ شبکه را در محدوده‌های مجاز نگه دارند، اما چون توان راکتیو را به‌صورت محلی تزریق می‌کنند، باعث می‌شوند توان راکتیو جذب شده از شبکه بالادست و هزینه‌های مربوطه کم شود. با کاهش جذب توان راکتیو از شبکه بالادست، ظرفیت خطوط توزیع آزاد می‌شود و تلفات اکتیو شبکه نیز کم می‌شود، لذا مقدار توان اکتیو جذب شده از شبکه بالادست و هزینه‌های مربوطه نیز کاهش می‌یابد. به این ترتیب به‌کارگیری خازن، باعث کاهش هزینه‌های شرکت توزیع در بازار می‌شود. از طرفی، خازن‌ها تجهیزات ارزانی هستند و بازگشت سرمایه سریعی دارند. از سوی دیگر، رگولاتورهای ولتاژ اتوماتیک قادر هستند پروفیل ولتاژ شبکه را تسطیح کنند اما هزینه‌ی سرمایه‌گذاری آن‌ها زیاد است. رگولاتورهای ولتاژ غیراتوماتیک با هزینه سرمایه‌گذاری کمتر قادر به تعدیل پروفیل ولتاژ شبکه هستند. لذا استفاده همزمان رگولاتورهای ولتاژ غیراتوماتیک و خازن باعث می‌شود که بتوان از ویژگی‌های مثبت هر دو بهره برد و ولتاژ شبکه را با در نظر گرفتن هر دو جنبه‌ی فنی و اقتصادی مدیریت نمود.

بنابراین برای مدیریت چالش‌های بهره‌بردار شبکه‌ی تست ۳۳ شینه ترکیبی از خازن‌های ثابت و رگولاتور ولتاژ غیراتوماتیک (سناریوی سوم) از منظر فنی و اقتصادی مورد کفایت است و قادر است ضمن کاهش هزینه‌ی تلفات انرژی، ولتاژ شین‌ها را نیز در محدوده مجاز بهره‌برداری نگه دارد.

۲-۴- نتایج عددی برای شبکه تست عملی ۱۲۳ شینه

با بررسی پروفیل ولتاژ حالت پایه (حفظ شرایط موجود و عدم به‌کارگیری خازن و رگولاتور ولتاژ) در شبکه تست ۱۲۳ شینه مطابق با شکل (۱۱) مشاهده می‌شود که در ساعت پیک مصرف دوره گرم در سال دوم قید ولتاژ در تعدادی از شین‌ها به‌مقدار جزئی نقض می‌شود. بدیهی است که با رشد بار در سنوات افق برنامه‌ریزی در صورتی که اصلاح ولتاژ صورت نگیرد وضعیت پروفیل ولتاژ شبکه به مراتب بدتر خواهد شد. از طرفی در دوره معتدل سال اول نگرانی از بابت افزایش ولتاژ شین‌ها در ساعت کم‌باری است، که البته با رشد بار در سال‌های آتی پروژه این نگرانی مرتفع می‌گردد. از آنجا که در این شبکه در سال اول در ساعت کم‌باری دوره معتدل اضافه ولتاژی مشاهده نمی‌گردد، لذا شرایط برای دوره معتدل در سال آخر بررسی نشده است.

همان‌طور که در شکل (۱۱) مشاهده می‌شود ولتاژ شین‌های ۹۹ تا ۱۲۳ در سال دوم دچار نقض قید ولتاژ شده‌اند. در سال آخر و با رشد بار وضعیت پروفیل شبکه به مراتب بدتر شده و شین‌های ۳۱ تا ۶۴ و ۶۶ تا ۱۲۳ دچار نقض قید شده‌اند. از طرفی مشاهده می‌شود که پروفیل ولتاژ در دوره معتدل وضعیت مناسبی داشته و در سنوات افق برنامه‌ریزی از بابت افزایش ولتاژ نگرانی نخواهیم داشت. شاخص انحراف ولتاژ، شاخص هزینه تلفات انرژی و هزینه خرید توان راکتیو از بازار برق در جدول (۵) ارائه شده است. به منظور بررسی مدل پیشنهادی، نتایج مربوط به جابجایی حداکثر دو رگولاتور ولتاژ غیراتوماتیک، دو رگولاتور ولتاژ اتوماتیک و ده عدد خازن ثابت در جدول (۶) ارائه شده که هزینه‌ها برحسب میلیون ریال است. با بررسی پاسخ‌های نامغلوب پارتو در جدول (۴)، مشاهده می‌گردد که فقط یک رگولاتور ولتاژ غیراتوماتیک جابجایی شده است و هیچ رگولاتور ولتاژ اتوماتیکی مورد استفاده قرار نگرفته است. همه پاسخ‌ها دارای شاخص انتخاب بزرگتر از ۱ هستند و در نتیجه همه پاسخ‌ها دارای برگشت سرمایه هستند.



شکل (۱۱): نمودار پروفیل ولتاژ شبکه تست عملی ۱۲۳ شینه با حفظ شرایط موجود

Figure (11): Voltage profile diagram of 123-buses practical network while maintaining the existing conditions

Table (5): 123-buses System conditions in the state of maintaining the existing conditions

جدول (۵): شرایط سیستم ۱۲۳ شینه در حالت حفظ شرایط موجود

شاخص انحراف ولتاژ (پریونیت)	هزینه تلفات انرژی در افق برنامه‌ریزی (میلیون ریال)	هزینه خرید توان اکتیو در افق برنامه‌ریزی (میلیون ریال)	هزینه خرید توان راکتیو در افق برنامه‌ریزی (میلیون ریال)
۱۳۶۷۴۰	۱۲۰۹۸۰	۲۰۰۶۸۰۰	۴۶۷۹/۴

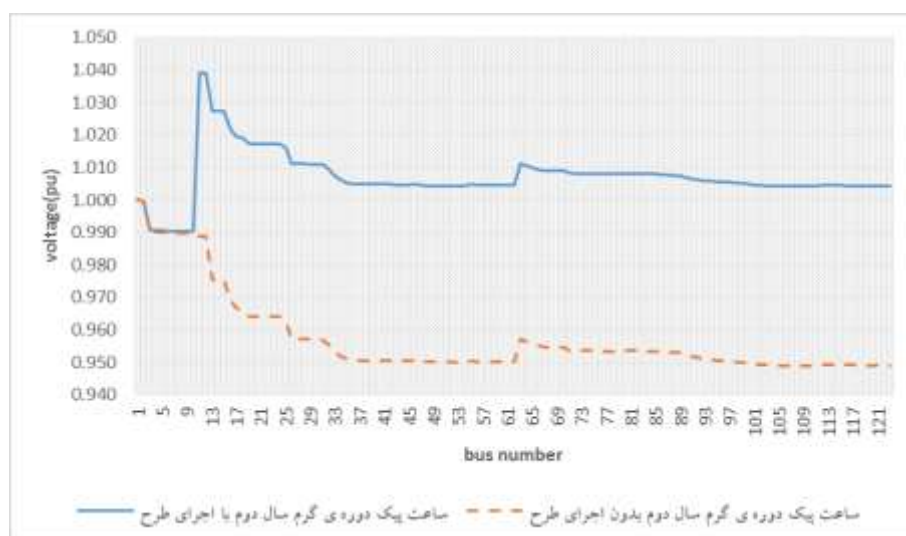
Table (6): non-dominated Pareto responses for 123-buses practical network

جدول (۶): پاسخ‌های نامغلوب پارتو برای شبکه تست ۱۲۳ شینه

شاخص	پاسخ‌های پارتو			
	اول	دوم	سوم	چهارم
شاخص انحراف ولتاژ	۲۶۷۶۶	۲۷۰۸۶	۶۴۹۳۰	۶۶۹۶۷
هزینه تلفات انرژی	۱۱۷۰۰۰	۱۱۷۷۴۰	۱۱۶۸۰۰	۱۱۶۶۰۰
هزینه سرمایه‌گذاری اولیه	۴۰۸۸/۹	۳۸۰۴/۶	۴۰۸۸/۹	۴۲۳۱
هزینه خرید توان اکتیو از شبکه بالادست	۲۰۰۲۷۰۰	۲۰۰۳۴۰۰	۲۰۰۲۵۰۰	۲۰۰۱۷۰۰
هزینه خرید توان راکتیو از شبکه بالادست	۳۲۱۶/۷	۳۵۵۰/۹	۳۲۴۲/۵	۳۰۶۰/۶
گره مکان خازن	۵۶-۷۰-۸۱-۹۸- ۱۰۱-۱۰۹-۱۱۰- ۱۱۲	۵۶-۷۰-۸۱-۹۸- ۱۰۹-۱۱۲	۵۷-۶۴-۷۳-۸۰- ۸۲-۹۷-۱۰۹-۱۱۲	۵۶-۷۳-۷۵-۸۳- ۹۷-۹۹-۱۰۹-۱۱۰- ۱۱۲
گره خروجی رگولاتور اتوماتیک/ ولتاژ تنظیمی (دوره معتدل - دوره گرم)	-	-	-	-
(تپ تنظیمی دوره معتدل - دوره گرم)/ گره خروجی رگولاتور غیر اتوماتیک	۱۱ (۵ و ۱)	۱۱ (۵ و ۱)	۱۱ (۵ و ۱)	۱۱ (۵ و ۱)
شاخص انتخاب	۱/۳۴۸۸	۱/۲۰۱۶	۱/۳۹۸۸	۱/۵۸

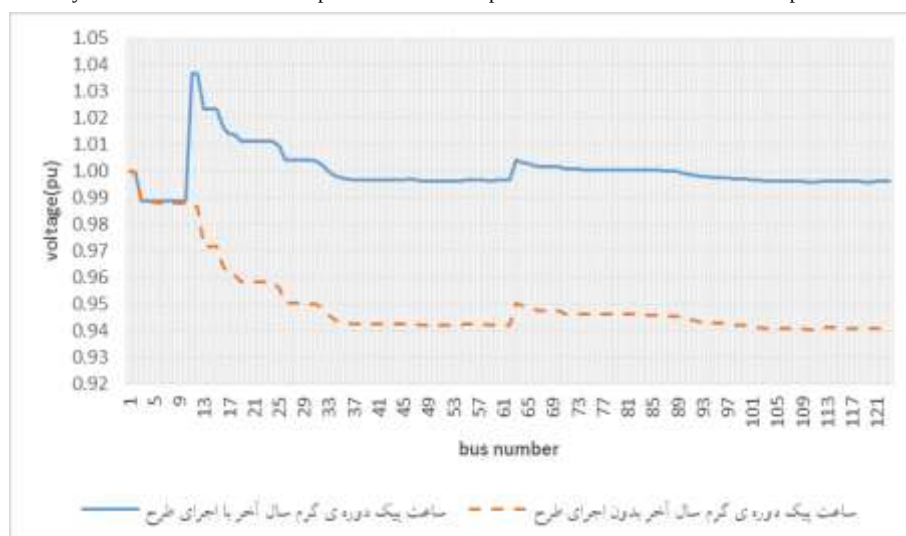
بررسی جزییات نتایج نشان می‌دهد که ولتاژها در تمام ساعات افق برنامه‌ریزی در محدوده مجاز هستند و هیچ‌گونه نقض قیدی رخ نداده است. برای نشان دادن اثر حضور خازن و رگولاتور ولتاژ بر روی پروفیل ولتاژ این شبکه، نمودار مقایسه‌ای پروفیل ولتاژ شبکه در ساعت پیک مصرف دوره‌ی گرم برای سال دوم و سال آخر در حالت اجرای طرح (پاسخ چهارم) و عدم اجرای طرح به ترتیب در شکل‌های (۱۲) و (۱۳) نمایش داده شده است.

همچنان‌که از شکل (۱۲) دیده می‌شود، با فرض حفظ شرایط موجود، با رشد بار در ساعت پیک دوره گرم سال دوم، ولتاژ در برخی از شین‌ها به مقدار جزئی از ۰/۹۵ کمتر می‌شود ولی با به‌کارگیری رگولاتور ولتاژ و خازن این مسأله مرتفع می‌شود و پروفیل ولتاژ تسطیح می‌شود. همچنین با توجه به شکل (۱۳)، با فرض حفظ وضعیت موجود، در ساعت پیک دوره گرم سال آخر، افت ولتاژ تعداد زیادی از گره‌ها بیش از حد مجاز می‌شود ولی با به‌کارگیری خازن و رگولاتور، همه ولتاژها در محدوده مجاز قرار می‌گیرند.



شکل (۱۲): نمودار مقایسه‌ای پروفیل ولتاژ شبکه تست ۱۲۳ شینه در ساعت پیک مصرف سال دوم با و بدون اجرای طرح مربوط به پاسخ‌های پارتوی چهارم

Figure (12): Comparative voltage profile diagram of 123-buses practical network during the peak consumption hour of the second year with and without the implementation of the plan related to the fourth Pareto responses.



شکل (۱۳): نمودار مقایسه‌ای پروفیل ولتاژ شبکه تست ۱۲۳ شینه در ساعت پیک مصرف سال آخر با و بدون اجرای طرح مربوط به پاسخ‌های پارتوی چهارم

Figure (13): Comparative voltage profile diagram of the test network of 123-buses practical network during the peak consumption hour of the last year with and without the implementation of the fourth Pareto responses plan

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله، جایابی بهینه خازن‌های ثابت و رگولاتورهای ولتاژ اتوماتیک و غیراتوماتیک برای مدیریت ولتاژ شبکه‌های توزیع مناطق گرمسیری جنوب ایران به صورت یک مسأله بهینه‌سازی چندهدفه مقید فرمول‌بندی و با استفاده از الگوریتم NSGA-II حل گردید. در مدل‌سازی مسأله شرایط شبکه‌های توزیع واقعی در مناطق گرمسیری ایران و همچنین قواعد بازار برق ایران در نظر گرفته شد. مدل پیشنهادی بر روی یک شبکه تست ۳۳ شینه که شرایط شبکه توزیع برق اهواز برای آن در نظر گرفته شده بود و یک فیدر واقعی ۱۲۳ شینه از شرکت توزیع برق اهواز مورد بررسی و تحلیل قرار گرفت. نتایج حاصله نشان می‌دهد رگولاتورهای اتوماتیک، به دلیل هزینه سرمایه‌گذاری بسیار بالای آن‌ها، گزینه‌های مناسبی برای استفاده در شبکه نیستند. رگولاتورهای ولتاژ غیراتوماتیک، قادر هستند پروفیل ولتاژ شبکه را در محدوده مجاز مدیریت نمایند و هزینه سرمایه‌گذاری پایین‌تری دارند، با این حال به کارگیری آن‌ها از نظر اقتصادی جذاب نیست. خازن‌ها تجهیزات ارزان قیمتی هستند و به کارگیری آن‌ها در شبکه اگر چه ممکن است به طور مؤثر به بهبود پروفیل ولتاژ منجر نشود ولی باعث کاهش هزینه‌های خرید برق از بازار در ازای هزینه سرمایه‌گذاری اندک (هزینه خرید و نصب خازن‌ها) می‌شود. این موضوع از منظر اقتصادی قابل توجه است. استفاده همزمان از خازن‌های ثابت و رگولاتورهای ولتاژ غیراتوماتیک باعث می‌شود که این دو تجهیز نقاط ضعف هم را پوشش دهند و یک راه حل فنی و اقتصادی قابل قبول برای مدیریت ولتاژ شبکه توزیع مناطق گرمسیری فراهم نمایند. شایان ذکر است در رگولاتورهای غیراتوماتیک، تنظیم تپ برای دوره‌ای گرم و معتدل متفاوت است و این موضوع باعث جلوگیری از افزایش ولتاژ شبکه در دوره کم‌باری در نتیجه به کارگیری خازن‌های ثابت می‌شود.

سپاسگزاری

این مقاله مستخرج از پایان‌نامه دوره کارشناسی‌ارشد در دانشگاه شهید چمران اهواز است. نویسندگان بر خود لازم می‌دانند مراتب تشکر صمیمانه خود را از همکاران حوزه پژوهشی دانشگاه و داوران محترم که ما را در انجام و ارتقای کیفی این مقاله یاری نموده‌اند، اعلام نمایند. همچنین از شرکت توزیع برق شهرستان اهواز که اطلاعات شبکه توزیع را در اختیار ما قرار داد، تشکر و قدردانی می‌شود.

References

مراجع

- [1] M. Cikan, B. Kekezoglu, "Comparison of metaheuristic optimization techniques including equilibrium optimizer algorithm in power distribution network reconfiguration", Alexandria Engineering Journal, vol. 61, no. 2, pp. 991-1031, Feb. 2022 (doi: 10.1016/j.aej.2021.06.079).
- [2] S. Essallah, A. Khedher, "Optimization of distribution system operation by network reconfiguration and DG integration using MPSO algorithm", Renewable Energy Focus, vol. 34, pp. 37-46, Sept. 2020 (doi: 10.1016/j.ref.2020.04.002).
- [3] M.M.Aman, G.B.Jasmon, A.H.A.Bakar, H.mokhlis, M.Karimi, "Optimum shunt capacitor placement in distribution system-a review and comparative study", Renewable and Sustainable Energy Reviews., vol. 30, no. 1, pp. 429-439, Feb. 2014 (doi: 10.1016/j.rser.2013.10.002).
- [4] P.V.V.R. Rao., S.S. Raju., "Voltage regulator placement in radial distribution system using plant growth simulation algorithm", International Journal of Engineering, Science and Technology, vol. 2, no. 6, pp. 207-217, June 2010 (doi: 10.4314/ijest.v2i6.63712).
- [5] S. Das, D. Das, A. Patra, "Operation of distribution network with optimal placement and sizing of dispatchable DGs and shunt capacitors", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 113, pp. 1-12, Oct. 2019 (doi: 10.1016/j.rser.2019.06.026).
- [6] L.A. Gallego, A. Padilha-Feltrin, "Voltage regulator modeling for the three-phase power flow in distribution networks", Proceeding of the IEEE/PES, pp.1-6, Bogota, Colombia, Aug. 2008 (doi: 10.1109/TDC-LA.2008.4641843).
- [7] O. Mahela, S. Ola, L. Goyal, "Optimal capacitor placement for loss reduction in radial distribution feeder", IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering, vol. 4, no. 6, pp. 43-48, March/April 2013 (doi: 10.6084/M9.FIGSHARE.1143896).

- [8] R. SrinivasasRao, S.V.L. Narasimham, M. Ramalingaraju, "Optimal capacitor placement in a radial distribution system using plant growth simulation algorithm", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 33, no. 5, pp. 1133-1139, June 2011 (doi: 10.1016/j.ijepes.2010.11.021).
- [9] V. Tamilselvan, T. Jayabarathi, T. Raghunathan, X.S. Yang, "Optimal capacitor placement in radial distribution systems using flower pollination algorithm", *Alexandria Engineering Journal*, vol. 57, pp. 2775-2786, Dec. 2018 (doi: 10.1016/j.aej.2018.01.004).
- [10] L.R.d. Araujo, D.R.R. Penido, S. Carneiro, J.L.R. Pereira, "Optimal unbalanced capacitor placement in distribution systems for voltage control and energy losses minimization", *Electric Power Systems Research*, vol. 154, pp. 110-121, Jan. 2018 (doi: 10.1016/j.epsr.2017.08.012).
- [11] P.M. Mtonga, K. Kaberere, K. Irungu, "Optimal shunt capacitors' placement and sizing in radial distribution systems using multiverse optimizer", *IEEE Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 44, no. 1, pp.10-21, March 2021 (doi: 10.1109/ICJECE.2020.3012041).
- [12] A. Gallego, M. Lopez-Lezama, O. Gomez Carmona, "A mixed-integer linear programming model for simultaneous optimal reconfiguration and optimal placement of capacitor banks in distribution networks", *IEEE Access*, vol. 10, pp. 52655-52673, May 2022 (doi: 10.1109/ACCESS.2022.3175189).
- [13] C. Gao, M.A. Redfern, "A review of voltage control techniques of networks with distributed generations using On-Load Tap Changer transformers", *Proceeding of the IEEE/UPEC*, PP.1-6, Wales, UK, Aug./Sept. 2010.
- [14] H. Hosseinpour, B. Bastae, "Optimal placement of on-load tap changers in distribution network using SA-TLBO method", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 64, pp. 1119-1128, Jan. 2015 (doi: 10.1016/j.ijepes.2014.09.009).
- [15] L. Ruey-Hsun, C. Chen-Kuo, "Dispatch of main transformer ULTC and capacitors in a distribution system", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 16, no. 4, pp. 625-630, Oct. 2001 (doi: 10.1109/61.956748).
- [16] A.Nerves, S. Froilan, "Voltage and reactive-power control optimization in a distribution system", *Proceeding of the IEEE/TENCON*, pp. 1-4, Hong Kong, China, Nov. 2006 (doi: 10.1109/TENCON.2006.343787).
- [17] L.Chen, L. Haiyu, "Optimized reactive power supports using transformer tap stagger in distribution networks", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 1987-1996, March 2016 (doi: 10.1109/TSG.2016.2539824).
- [18] P.V.V. Rama Rao., S. Sivanaga Raju., "Voltage regulator placement in radial distribution system using plant growth simulation algorithm", *International Journal of Engineering, Science and Technology*, vol. 2, no. 6, pp. 207-217, Feb. 2011 (doi: 10.4314/ijest.v2i6.63712).
- [19] A. Nakadomari, R. Shigenobu, T. Senjyu, "Optimal control and placement of step voltage regulator for voltage unbalance improvement and loss minimization in distribution system", *Proceeding of the IEEE/TENCON*, Osaka, Japan, Nov. 2020 (doi: 10.1109/TENCON50793.2020.9293721).
- [20] I. Szuvovivski, T.S.P. Fernandes, A.R. Aoki, "Simultaneous allocation of capacitors and voltage regulators at distribution networks using Genetic Algorithms and Optimal Power Flow", *Electrical Power and Energy Systems Journal*, vol. 40, pp. 62-69, Sept. 2012 (doi: 10.1016/j.ijepes.2012.02.006).
- [21] J. Franco, M. Rider, M. Lavorato, R. Romero, "A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems", *Electrical Power and Energy Systems Journal*, vol. 48, pp. 123-130, June 2013 (doi: 10.1016/j.ijepes.2012.11.027).
- [22] E. Mashhour, "Optimum placement of line route switches in sample feeders of Ahvaz city distribution network in order to improve network reliability indicators", *Research Project Report*, Client: Ahvaz Electricity Distribution Company, Executive: Research Vice-Chancellor of Shahid Chamran University of Ahvaz, June 2017.
- [23] S.M. Moghaddas-Tafreshi, E. Mashhour, "Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed lgeneration", *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, pp. 680-686, April 2009 (doi: 10.1016/j.epsr.2008.10.003).
- [24] K. Deb, "Multiobjective optimization using evolutionary algorithms", Chichester, U.K., Wiley, 2002 (ISBN: 978-0470743614).
- [25] M. Gen, R. Cheng, "Genetic algorithms and engineering optimization", John Wiley and Sons, Inc., New York, 2000 (ISBN: 978-0-471-31531-5).
- [26] C. Cheng, D. Shirmohammadi, "A three phase power flow method for real time distribution system analysis", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 671-679, May 1995 (doi: 10.1109/59.387902).
- [27] H. Falqi, M. Ramazani, M. Haqqi, M. Tabrizi, "Simultaneous placement of sectioners and maneuvering points in electrical energy distribution networks", *Proceeding of the IEC*, pp.1-9,22-24, Tehran, Iran, Nov.2004.

1. Network reconfiguration
2. Distributed generation units
3. Static VAR compensators
4. Voltage regulators
5. Plant growth simulation algorithm
6. Flower pollination algorithm
7. Multiverse optimizer
8. Under load tap changer
9. Tap stagger
10. Stackelberg Solution
11. Mixed-integer linear programming model
12. Full load feeders
13. Voltage deviation index
14. Pareto
15. Selection index
16. Pareto front
17. Evolutionary algorithms
18. Non-dominated sorting genetic algorithm
19. Reproduction
20. Test and set